
RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO DO MDL

SANTO ANTÔNIO ENERGIA S.A. PROJETO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA SANTO ANTÔNIO NO BRASIL

RELATÓRIO NO.: C-1-B-01-L-0233-VA

REVISÃO NO.: 3.1



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

Data da primeira emissão:	No. do projeto:
24 de abril de 2012	C-1-B-01-L-0233
Título do projeto:	
Projeto de energia hidrelétrica Santo Antônio	
Aprovado por e data:	Unidade organizacional:
Bilal Anwar (13 de dezembro de 2012)	Perry Johnson Registrars Carbon Emissions
Nome do cliente:	Ref. do cliente:
Santo Antônio Energia S.A.	68,700
Publicação do DCP para consulta pública internacional	
Período de comentários:	De 21-02-2012 a 21-03-2012
Primeira versão do DCP e data:	Versão 1.1 de 27-10-2011
Versão final do DCP e data:	Versão 4.1 de 17-10-2012
Resumo:	
Santo Antônio Energia S.A. encarregou PJRCES, Inc para realizar a validação do projeto: Projeto de Energia Hidrelétrica Santo Antônio. O escopo da validação é definido como uma análise independente e objetiva do documento de concepção do projeto, do estudo da linha de base do projeto, do plano de monitoramento e de outros documentos relevantes. As informações contidas nestes documentos são revisadas em comparação com a validação de MDL e padrão de verificação (versão 2.0), as exigências do Protocolo de Quioto e regras aplicáveis da UNFCCC para o MDL.	
Metodologias utilizadas:	ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis
Número de versão e data:	Versão 13.0.0 (CE 67 Anexo) válido a partir de 11-05-2012
Escopo setorial:	01
Escala da atividade de projeto:	☒ Grande Escala ☐ Pequena Escala
Status da validação:	
O relatório se baseia na avaliação do documento de concepção do projeto realizado através de consultas públicas, aplicação de técnicas padrão de auditoria, incluindo, sem limitação, análises de documentos, ações de acompanhamento e também a análise da metodologia aprovada aplicável e fórmulas e cálculos subjacentes. Em resumo, é o parecer da PJRCES, Inc que o Projeto da Hidrelétrica de Santo Antônio no Brasil, conforme descrito no DCP final, Versão 4.1 de 17-10-2012, atende a todos os requisitos relevantes da UNFCCC para o MDL e todos os critérios relevantes do país anfitrião e aplica corretamente a linha de base e metodologia de monitoramento ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão -13.0.0. A PJRCES, Inc, portanto, pede o registro do projeto como uma atividade de projeto de MDL. ☐ Ações corretivas e esclarecimentos solicitados ☒ Recomendação ao CE do MDL com uma solicitação de registro ☐ Não é recomendado para registro porque foi emitido um parecer negativo da validação. (O relatório de validação deve ser enviado ao Conselho Executivo do MDL)	
Equipe de validação:	Distribuição da documentação:
Líder da Equipe	Ricardo Costa
Membro da equipe	Rodrigo Gatti
Especialista financeiro	Anu Mahesh
Especialista do setor (TA-X.Y)	Luiz Cardoso
Análise técnica independente:	
Revisor Técnico:	Revisor técnico trainee:
Bilal Anwar (29 de outubro de 2012)	Data:
	Nome:
Relatório no.:	Rev. no.
C-1-B-01-L-0233-Va	1
	2
	3
	3.1
	Data:
	24 de abril de 2012
	07 de agosto de 2012
	29 de outubro de 2012
	13 de dezembro de 2012
☒ Não pode ser distribuído sem permissão do cliente ou da unidade organizacional responsável ☐ Distribuição limitada ☐ Distribuição irrestrita	

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

ABREVIATURAS

AND	Autoridade Nacional Designada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AOD	Assistência Oficial ao Desenvolvimento
BAU	Modo mais comum de trabalho [do inglês "Business as Usual"]
BM	Margem de construção
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	Carta de Aprovação
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCVE	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
CE	Conselho Executivo
CIMGC	Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
CM	Margem combinada [do inglês "Combined Margin"]
CO2	Dióxido de carbono
CO2e	Dióxido de carbono equivalente
DCP	Documento de Concepção do Projeto
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EQAO	Empresa de consultoria do MDL "Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda"
FEC	Fator de Emissão de Carbono
GEE	Gás(Gases) de Efeito Estufa
GWP	Potencial de Aquecimento Global [do inglês "Global Warming Potential"]
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IEA	Agência Internacional de Energia [do inglês "International Energy Agency"]
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima
MCTI	Ministério da Ciência e Tecnologia, AND brasileira
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MESA	Madeira Energia S.A. (proprietário do projeto, que teve o nome transferido para Santo Antônio Energia S.A.)
MME	Ministério de Minas e Energia
OECD	Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico
OM	Margem Operacional
ONG	Organização Não Governamental
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento do Governo Federal
PCP	Procedimento do ciclo do projeto
PM	Plano de monitoramento
PS	Padrão do Projeto
PVV	Padrão de Verificação e Validação do MDL
RCE	Redução Certificada de Emissões
SAC	Solicitação de Ação Corretiva
SAESA	Santo Antônio Energia S.A. (proprietário do projeto)
SE	Solicitação de Esclarecimento
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE Santo Antônio	Usina Hidrelétrica de Santo Antônio
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	5
1.1	OBJETIVO (§19)	5
1.2	ESCOPO	5
1.3	EQUIPE DE VALIDAÇÃO (148-e)	5
2.	METODOLOGIA DE VALIDAÇÃO	7
2.1	ANÁLISE FEITA NO ESCRITÓRIO DO MDL - DCP/MDL - DCP DE PEQUENA ESCALA E DOCUMENTAÇÃO ADICIONAL (§22-a(i))	7
2.2	USO DO PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO (§22-a(ii))	7
2.3	AÇÕES DE ACOMPANHAMENTO (§22-b)	8
2.4	RELATÓRIO DOS RESULTADOS (§24 A §29)	9
2.5	CONTROLE DE QUALIDADE INTERNO (§148-f)	10
3.	COMENTÁRIOS DAS PARTES, ATORES E ONGS CREDENCIADAS	11
3.1	CONSULTA PÚBLICA INTERNACIONAL (§37)	11
3.2	COMPILAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS (§37)	11
3.3.	DETALHES DAS AÇÕES TOMADAS PARA LEVAR EM CONTA OS COMENTÁRIOS (§37)	11
4.	RESULTADOS DA VALIDAÇÃO	13
4.1	APROVAÇÃO (§38-§44) E CONTRIBUIÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (§50-§52)	13
4.2	AUTORIZAÇÃO (§39-§49)	13
4.3	MODALIDADES DE COMUNICAÇÃO (§53-§61)	14
4.4	DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (§62-§63) E DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DE PROJETO (§64-§69)	14
4.5	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO SELECIONADA (§70-§100)	16
4.6	ADICIONALIDADE (§101-§104)	26
4.7	PLANO DE MONITORAMENTO (§131-§133)	48
4.8	IMPACTOS AMBIENTAIS (§134-§137)	52
4.9	CONSULTA PÚBLICA LOCAL (§138-§140)	52
5.	EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO ESPECÍFICAS	53
5.1	ATIVIDADE DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA – ELEGIBILIDADE (§150-§153)	53
5.2	DESAGRUPAMENTO (§154-§157)	53
5.3	ADICIONALIDADE (§158-§161)	53
6.	PARECER DA VALIDAÇÃO	54
7.	REFERÊNCIAS	55
	APÊNDICE A – LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO	62
	APÊNDICE B – DETALHES DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO	170

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

1. INTRODUÇÃO

1.1 OBJETIVO (§19)

A Santo Antônio Energia S.A. encarregou a PJRCES, Inc de realizar a validação do Projeto de Energia Hidrelétrica de Santo Antônio no Brasil (doravante “o projeto”).

O objetivo de uma validação de MDL é conduzir uma avaliação metódica e independente das atividades de projeto propostas com base nas exigências de MDL aplicáveis. Particularmente, a validação é necessária para confirmar que a linha de base do projeto, o plano de monitoramento (MP) e a conformidade do projeto, como documentados no documento de concepção do projeto, são sólidos e razoáveis e satisfazem as exigências estabelecidas e critérios identificados da UNFCCC e critérios do país anfitrião.

A validação é considerada necessária para assegurar aos atores relevantes a qualidade do projeto e sua geração planejada de redução certificada de emissões (RCEs). Os critérios da UNFCCC se referem ao Artigo 12 do Protocolo de Quioto, às modalidades e procedimentos do MDL e às decisões subsequentes tomadas pelo COP/MOP e pelo Conselho Executivo do MDL.

Este relatório resume os resultados da validação do projeto, realizada com base nos critérios da UNFCCC para o MDL, assim como nos critérios fornecidos para assegurar a consistência das operações, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto.

1.2 ESCOPO

O escopo da validação é definido como uma análise independente e objetiva do documento de concepção do projeto (DCP), do estudo da linha de base do projeto, do plano de monitoramento e de outros documentos relevantes. As informações contidas nestes documentos foram analisadas com base nas exigências do Protocolo de Quioto, regras da UNFCCC e interpretações associadas, como estabelecido abaixo e o QMS da PJRCES, Inc.

Com base nas recomendações do Padrão de Validação e Verificação versão 2.0 (doravante denominado “PVVv2.0”), a equipe de validação empregou na validação uma abordagem com base no risco, concentrando-se na identificação de riscos significativos para implementação de projeto e geração de RCEs. Onde nenhum meio de validação específico é especificado, a equipe de validação aplicou as técnicas padrão de auditoria, como descrito no §22 do PVVv2.0.

A validação não se destina a fornecer qualquer consultoria para Santo Antônio Energia S.A.. Entretanto, solicitações de esclarecimentos e/ou ações corretivas podem contribuir para a melhoria da concepção do projeto.

1.3 EQUIPE DE VALIDAÇÃO (148-e)

A validação da atividade do projeto foi realizada por pessoal qualificado em linha com os procedimentos definidos no manual de qualidade da PJRCES, Inc para validação e definição de equipes. O relatório de validação foi submetido a uma análise técnica antes da solicitação de

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

registro da atividade do projeto. A análise técnica foi realizada por um analista técnico independente.

FUNÇÃO DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO/AVALIAÇÃO								
EQUIPE DE AVALIAÇÃO	FUNÇÃO	COMPETÊNCIA			TAREFA REALIZADA			
		ESPECIALISTA DE MÉTODO	ÁREA TÉCNICA	ESPECIALISTA DO PAÍS ANFITRIÃO	ANÁLISE FEITA NO	VISITA AO LOCAL	PREPARAÇÃO DO RELATÓRIO	REVISÃO TÉCNICA INDEPENDENTE
Rodrigo Gatti	VT	☒		☒	☒		☒	
Ricardo Costa	LV	☒	☒	☒	☒			
Anu Mahesh	FE			☒	☒			
Claudia Freitas	VA	☒	☒	☒		☒		
Luiz Cardoso	TE		☒	☒		☒		
Bilal Anwar	ITR	☒	☒	☒	N/A			☒

Observação:

- 1) VA – Validador, VT – Trainee validador, LV – Validador Líder, FE – Especialista financeiro, TE – Especialista técnico, ITR – Analista técnico independente
- 2) DR – Análise feita no escritório do DCP e documentos, SV – Visita ao local, RP – Relatório de preparação final.
- 3) O especialista técnico envolvido possui o conhecimento do país anfitrião

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

2. METODOLOGIA DE VALIDAÇÃO

Na avaliação das informações, o PJRCES, Inc aplicou o modo de validação especificado no PVV v2.0 e, onde apropriado, as técnicas padrão de auditoria, incluindo sem limitação, àquelas especificadas no §22 do PVVv2.0.

2.1 ANÁLISE FEITA NO ESCRITÓRIO DO MDL - DCP/MDL - DCP DE PEQUENA ESCALA E DOCUMENTAÇÃO ADICIONAL (§22-a(i))

A análise de computador inclui:

- ↳ Uma análise do DCP (incluindo anexos) e a documentação de suporte relevante. A lista detalhada dos documentos analisados ao longo do processo de validação, são incluídos na seção 7 em referências.
- ↳ Preparação da lista de verificação de validação específica do projeto de acordo com o §37 do M&P do MDL, as condições de aplicabilidade da metodologia selecionada e orientação emitidas pelo PVV v2.0 do Conselho.
- ↳ Relatórios dos resultados da validação tendo em conta os comentários públicos recebidos no website da UNFCCC.

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

De forma a garantir a consideração de todos os critérios de avaliação relevantes, foi usado o protocolo de validação. A lista de verificação mostra, de maneira transparente, os critérios e as exigências, o modo de validação e os resultados da pré-validação dos critérios identificados. O protocolo de validação tem os seguintes objetivos:

- ↳ Ele organiza, detalha e esclarece as exigências que um projeto de MDL deve atender;
- ↳ Ele assegura um processo de validação transparente em que a entidade independente documenta a forma como uma exigência em particular foi validada e o resultado da determinação.

O protocolo de validação consiste de três tabelas:

Tabela 1 (Exigências Obrigatórias): Esta tabela apresenta as exigências obrigatórias que devem ser seguidas por qualquer atividade de projeto do MDL, como articulado no Protocolo de Quioto (Artigo 12), Modalidades e Procedimentos de MDL e as Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto de MDL de Pequena Escala.

Tabela 2 (Lista de verificação da validação): Esta tabela é preparada de acordo com as exigências do §37 do M&P do MDL, as condições de aplicabilidade da metodologia selecionada e orientação emitidas pelo do Conselho.

Tabela 3 (Solução das Solicitações de Ação Corretiva e das Solicitações de Esclarecimento): Esta tabela serve como meio de comunicação com os participantes do projeto ou quaisquer limitações da concepção do projeto proposto com relação à exigência da "Tabela 2".

A versão integral do protocolo de validação se encontra no Apêndice A a este relatório, identificando as Solicitações de Ação Corretiva e Solicitações de esclarecimento.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

Todas as três tabelas são descritas a seguir.

Tabela 1: Exigências obrigatórias para atividades de projeto do MDL

Exigência	Referência	Conclusão
As exigências que o projeto deve atender.	Fornecer referência à legislação ou a acordos em que a exigência é encontrada.	Isso é aceitável com base em evidências fornecidas (OK), em uma Solicitação de Ação Corretiva (SAC) de risco ou no não atendimento às exigências mencionadas ou em uma Solicitação de Esclarecimento (SE) para a qual são necessários esclarecimentos adicionais.

Tabela 2: Lista de verificação das exigências

Exigência de validação Lista de verificação	REF. (§§) PVVv2.0	Meio de validação	Evidência	Conclusão	
				Preliminar	Final
As diversas exigências no escopo do §37 das modalidades e procedimentos do MDL, em linha com o PVVv2.0	As várias exigências da Tabela 2 estão relacionadas às questões da lista de verificação que o projeto deve atender.	A seção é usada para elaborar e discutir a questão da lista de verificação e/ou o atendimento à questão. É também usada para explicar as conclusões alcançadas.	Explica como é investigado o atendimento à questão da lista de verificação. Exemplos de modos de validação são a análise de documento (AD) ou a entrevista (E). N/A significa não-aplicável	Caso as conclusões do modo de validação forem um SAC, SAF ou SE, estas devem ser listadas nesta seção.	Caso as conclusões das discussões da Tabela 3 forem um SAF ou questões encerradas, estas devem ser listadas nesta seção.

Tabela 3: Resolução de problemas identificados na tabela 2 da lista de verificação de validação

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
SAC 01/ SE 01	Se as conclusões preliminares da Tabela: forem uma SAC, SAF ou SE, estas devem ser listadas nesta seção.	Consulte a seção da Tabela 2 ou qualquer 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 e as conclusões finais da equipe de validação. As conclusões também devem ser incluídas na Tabela 2, em "Conclusão Final".

2.3 AÇÕES DE ACOMPANHAMENTO (§22-b)

Para garantir que informações relevantes não sejam omitidas, a PJRCES, Inc realizou as seguintes ações de acompanhamento

- ↳ As entrevistas com atores relevantes no país anfitrião, pessoal envolvido na concepção e implementação do projeto.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

- ↳ Verificações cruzadas das informações apresentadas pelas pessoas entrevistadas (ou seja, verificação de fontes ou outras entrevistas).
- ↳ Investigação de antecedentes e entrevistas de acompanhamento com o pessoal do participantes do projeto, o consultor do projeto de MDL, autoridades legais e outros atores.

De 16 de abril de 2012 a 18 de abril de 2012, a equipe de validação qualificada da PJRCES, Inc realizou visitas ao local do projeto e entrevistas com os atores do projeto para confirmar informações selecionadas e resolver os problemas identificados na análise de documento. A visita ao local consistia em uma visita ao escritório principal do proprietário do projeto e inspeção do local físico para o projeto em fase de implantação.

Os tópicos principais das entrevistas estão sumariados na tabela em baixo. (§148-d)

SL. NO.	DATA	NOME	ORGANIZAÇÃO	TÓPICO
/01/	16-04-2012 a 18-04-2012	Renato D. Ortega	Santo Antônio Energia S.A.	- Estrutura da empresa - Informações da construção do projeto - Gerenciamento do Projeto
/02/	16-04-2012 a 18-04-2012	Carolina Mariani	Santo Antônio Energia S.A.	- Implementação de questões Socio-ambientais
/03/	16-04-2012 a 18-04-2012	Camila Caruzo	Santo Antônio Energia S.A.	- Gerenciamento do Projeto - Informações da implementação do projeto
/04/	16-04-2012 a 18-04-2012	Leandra Matos	Santo Antônio Energia S.A.	- Análise de investimentos; Estrutura financeira
/05/	16-04-2012 a 18-04-2012	Ricardo Esparta	EQAO	- Determinação da linha de base do projeto - Aplicabilidade da metodologia selecionada - Questões relacionadas à adicionalidade - Análise da prática comum - Cálculo das reduções de emissões - Plano de monitoramento de redução de emissões

2.4 RELATÓRIO DOS RESULTADOS (§24 A §29)

Durante a validação de uma atividade de projeto, onde a PJRCES, Inc identificou problemas que exigiam mais elaboração, pesquisa ou expansão para determinar se a atividade do projeto atende



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

as exigências de MDL relevantes e pode atingir reduções de emissões realistas, a PJRCES, Inc garantiu para que estes problemas sejam devidamente identificados, formulados, discutidos e concluídos no relatório de validação na forma dos seguintes tipos de resultados.

Uma Solicitação de Esclarecimento (SE) é levantada se as informações são insuficientes ou não são suficientemente claras para determinar se as exigências aplicáveis do MDL foram atendidas

Quando surgir uma não-conformidade, o avaliador deve levantar uma **Solicitação de Ação Corretiva (SAC)**. Uma SAC é emitida quando:

- I. Os participantes do projeto cometeram erros que irão influenciar a capacidade da atividade do projeto de atingir reduções de emissões adicionais reais e mensuráveis;
- II. As exigências do MDL não foram atendidas;
- III. Existe um risco de que as reduções de emissões não possam ser monitoradas ou calculadas.

O processo de validação pode ser interrompido até que essas informações sejam disponibilizadas de forma satisfatória para a equipe de validação. Falha em tratar uma SE pode resultar em uma SAC. Informações ou esclarecimentos fornecidos como resultado de uma SE também podem levar a uma SAC.

Além disso, uma **solicitação de ação futura (SAF)** poderá ser levantada durante a validação para destacar questões relacionadas à implementação do projeto que requerem análise durante a primeira verificação da atividade do projeto. No entanto, as SAFs identificadas não deverão estar relacionadas com as exigências MDL para registro.

As Solicitações de Ação Corretiva e Solicitações de Esclarecimento são levantadas no protocolo de validação preliminar e detalhadas na **Tabela 3 do Apêndice A**. Nesta tabela, os participantes do projeto tem a oportunidade de "encerrar" as SACs pendentes e responder as SEs e SAFs.

O protocolo de validação tem os seguintes objetivos:

- ↳ Organizar, detalhar e esclarecer as exigências que um projeto de MDL deve atender;
- ↳ Ele garante um processo de validação transparente, no qual o validador documentará o modo como uma exigência específica foi validada e o resultado da validação.

2.5 CONTROLE DE QUALIDADE INTERNO (§148-f)

Após a conclusão do processo de avaliação e de uma recomendação da equipe de validação, toda a documentação será encaminhada a um revisor técnico. A tarefa do revisor técnico independente é verificar se todos os procedimentos foram seguidos e se todas as conclusões são justificadas. O revisor técnico independente poderá aceitar ou rejeitar a recomendação feita pela equipe de validação. Os resultados podem ser levantados neste estágio e o PP deve tratá-los dentro da linha do tempo combinada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

3. COMENTÁRIOS DAS PARTES, ATORES E ONGS CREDENCIADAS

De acordo com os subparágrafos 40 (b) e (c) das modalidades e procedimentos de MDL, o documento de concepção do projeto de uma atividade do projeto de MDL proposta deve estar disponível para o público e a EOD deve solicitar comentários sobre as exigências de validação das Partes, atores e organizações não-governamentais credenciadas pela UNFCCC e os disponibilizar ao público. Este capítulo descreve esse processo para este projeto.

3.1 CONSULTA PÚBLICA INTERNACIONAL (§37)

O Documento de Concepção do Projeto Versão 1.1 de 27-10-2011 para este projeto foi disponibilizado em <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/S253ZCTBJU9LJ3VF72CS1J8SHY02PP/view.html> e foi aberto para comentários pelas partes, atores e ONGs credenciadas por um período de 30 dias, iniciando em 21-01-2012 até 21-03-2012.

3.2 COMPILAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS (§37)

Quatro comentários das seguintes pessoas/organizações foram enviados à EOD:

Comentário público internacional 1: Enviado por Artur Orelli Paiva

Comentário público internacional 2: Enviado pela International Rivers em nome de Philip Fearnside

Comentário público internacional 3: Enviado por Pedro Bara

Comentário público internacional 4: Enviado pela International Rivers em nome de Brent Millikan

Os comentários de todos as quatro fontes principalmente se referem a três temas principais: (1) Demonstração de Adicionalidade; (2) considerações sobre as emissões de GEE do reservatório de energia hidrelétrica e (3) Aspectos de licenciamento ambiental da atividade de projeto.

3.3 DETALHES DAS AÇÕES TOMADAS PARA LEVAR EM CONTA OS COMENTÁRIOS (§37)

Todos os comentários foram respondidos pelos PPs e apresentados à equipe de validação, conforme incluso no Apêndice 4/24/. Para responder todos os comentários recebidos, os PPs os agruparam por semelhança, onde foram divididos amplamente em três questões principais:

- Adicionalidade
- Licenciamento ambiental
- Emissão de GEE de reservatórios hidrelétricos

Para cada uma das questões mencionadas acima, os PPs primeiro resumiram os comentários analisados, depois responderam as questões, e em alguns casos, forneceram comentários e evidências adicionais. Posteriormente, a equipe de validação PJRCES avaliou bem todos os comentários e respostas recebidas do PP.

Com relação às perguntas relacionadas com a demonstração de adicionalidade, todos os parâmetros de entrada e cálculos foram submetidos à EOD para validação. Correções necessárias e apropriadas foram feitas, a fim de cumprir plenamente os requisitos de MDL. Para mais detalhes, consulte as seções B.4 e B.5 do DCP/20/, as planilhas de cálculos /21//22/ e a seção 4 e Apêndice B deste Relatório de Validação.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Os PPs demonstraram adequadamente que além da demonstração de adicionalidade, o Projeto de Energia Hidrelétrica de Santo Antônio se encaixa em uma Política do Tipo E-, uma vez que no Brasil algumas políticas e ações foram implementadas pelo governo desde 2003 para promover a geração de energia renovável e a eficiência energética no Setor de Energia a fim de mudar a tendência da demanda crescente por centrais elétricas alimentadas por combustível fóssil observada no período de 1996 a 2002, e acentuada após os apagões de 2001 e 2002. Sobre este assunto, o Conselho Executivo do MDL (CE 22, Anexo 43)/69/ estabeleceu que "políticas e normas nacionais e/ou setoriais que proporcionam vantagens comparativas a tecnologias com menos emissões em vez de tecnologias com mais emissões (por exemplo, subsídios públicos para promover a difusão de energia renovável ou financiar programas de eficiência elétrica), as chamadas Políticas do tipo E, que foram implementadas desde a adoção pelo do M&P do MDL (decisão 17/CP.7, 11 de novembro 2001) pelo COP não precisam ser levadas em conta no desenvolvimento de um cenário de linha de base (ou seja, o cenário de linha de base pode referir-se a uma situação hipotética sem as políticas e normas nacionais e/ou setoriais sendo aplicadas). Sendo assim, sob as regras atuais do MDL, o fato de este projeto ser uma prioridade para o governo brasileiro não impede que o Projeto de Energia Hidrelétrica de Santo Antônio seja elegível ao MDL. Caso contrário, o MDL criaria um incentivo perverso para as Partes Anfitriãs não introduzirem políticas que incentivassem tecnologias mais limpas e contribuíssem para as reduções de emissões.

Os PPs também abordou de forma adequada as questões consideradas para as questões ambientais. Como não há uma regulamentação consolidada e procedimentos para licenciamento de projetos hidrelétricos no Brasil, que inclui audiências públicas para todas as comunidades locais afetadas ou que possam ser afetados pelo projeto. A UHE Santo Antônio conseguiu receber do IBAMA todas as Licenças Ambientais (L.P/28/; L.I./29/ e L.O./30/) necessárias para a implementação do projeto, que também teve a verificação cruzada pela equipe de validação no website do IBAMA/105/. Confirma-se que não há restrição para licenças ambientais tem sido relatado durante a validação do projeto. Deve-se observar que para obter estas licenças válidas, a UHE Santo Antônio deve cumprir continuamente com diversas exigências sociais/ambientais restritas determinadas pelas Autoridades Ambientais. Finalmente, as questões sociais/ambientais também serão consideradas pela AND brasileira (CIMGC) ao avaliar este projeto para emitir a Carta de Aprovação.

Comentários/críticas sobre as emissões de GEE por projetos hidrelétricos também foram adequadamente respondidos pelos PPs e a equipe de validação pode confirmar que as emissões do projeto foram consideradas de acordo com a metodologia aplicada/57/ e as exigências do MDL. Para mais detalhes, consulte a seção B.6 do DCP /20/, as planilhas de REs com cálculos /23/ e a seção 4 e Apêndice A deste Relatório de Validação. Além disso, está fora do escopo desta validação.

A PJR CES considera que os PPs levaram em consideração os comentários recebidos durante o processo de validação.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

4. RESULTADOS DA VALIDAÇÃO

4.1 APROVAÇÃO (§38-§44) E CONTRIBUIÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (§50-§52)

O proprietário do projeto da UHE Santo Antônio é a Santo Antônio Energia S.A.(SAESA).

Pode ser observado que a concessão para implementar e operar a UHE Santo Antônio foi concedida à Empresa chamada Madeira Energia S.A. (MESA). Em 2008, devido a alterações estruturais na empresa, a concessão da UHE Santo Antônio foi transferida formalmente à Santo Antônio Energia S.A.(SAESA) para a qual a maioria dos atores são os mesmos que da MESA, através de Resolução Impositiva da ANEEL No 1.573/45/.

A Autoridade Nacional Designada (AND) do Brasil emite a Carta de Aprovação (CA) após ter recebido o parecer de validação positiva da EOD, após a apresentação do DCP e do relatório de validação para a AND.

De acordo com as resolução da AND Brasileira, a CA será emitida após os documentos de validação serem analisados e aprovados como participante do projeto e confirmando que o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável. Depois disso, o relatório de validação será alterado de acordo com parágrafo 44b) do PVVv2.0:

"b) Atualização do relatório de validação para refletir o recebimento da carta de aprovação. Se essa opção for selecionada, o número principal do relatório de validação deve permanecer inalterado e o menor número será aumentado. A EOD deve confirmar no relatório de validação que esta é a única mudança que foi feita para a referida versão na carta de aprovação."

Parecer:

A CA da parte anfitriã ainda não foi emitida. Mediante a aprovação da atividade de projeto e emissão da CA pela AND brasileira, a PJR CES atualizará o relatório de validação para refletir o recebimento da Carta de Aprovação com as Partes envolvidas no projeto atendendo aos critérios de participação no MDL e a AND da parte anfitriã confirmando que o projeto ajuda a atender os critérios de desenvolvimento sustentável.

4.2 AUTORIZAÇÃO (§39-§49)

A parte anfitriã para esse projeto é o Brasil e ratificou o Protocolo de Quioto em 23-08-2002. Isso foi verificado no website da UNFCCC¹. O participante do projeto listado na seção A.4 e Apêndice 1 do DCP/20/ é Santo Antônio Energia S.A.(SAESA). Uma vez emitida, a PRJCES verificará se a CA/70/ da AND brasileira aprova a participação de Santo Antônio Energia S.A., portanto se o participante do projeto é autorizado pela Parte do Protocolo de Quioto.

Nenhuma parte do Anexo I foi identificada no DCP/25/, portanto, nenhuma outra Carta de Aprovação estava disponível. Observou-se que o CE do MDL concordou que o registro de uma atividade de projeto do MDL pode ocorrer sem que uma parte do Anexo I esteja envolvida no estágio de registro. Deve-se observar também que antes que as reduções certificadas de emissões (RCEs) possam ser transferidas a uma parte do Anexo I, uma Carta de Aprovação da parte do Anexo I deverá ser enviada.

¹ <http://cdm.unfccc.int/DNA/index.html>

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Parecer:

No parecer da equipe de validação, há apenas um participante do projeto na seção A.4 e Apêndice 1 do DCP/20/ e sua participação deverá ser aprovada pela AND do Brasil, que é signatário do Protocolo de Quioto. A participação será confirmada com base na Carta de Aprovação/70/ quando emitida pela AND da parte anfitriã, como mencionado na seção 4.1 acima.

4.3 MODALIDADES DE COMUNICAÇÃO (§53-§61)

4.3.1 DECLARAÇÃO DE MODALIDADES DE COMUNICAÇÃO (§59-§61)

O participante do projeto listado na seção A.4 e Apêndice 1 do DCP/25/ é Santo Antônio Energia S.A.(SAESA). A MoC/27/ apresentada pelo PP foi devidamente verificada com base no título do projeto e informações citadas no Apêndice 1 e foi considerada consistente.

A equipe de validação avaliou a identidade corporativa do participante do projeto, ponto focal, incluindo os padrões de assinatura e a condição de emprego de seus signatários autorizados constantes da declaração de modalidades de comunicação, verificando diretamente as evidências, da seguinte maneira:

- A identidade da empresa foi verificada através da Demonstrativa do Balanço Financeiro/99/ auditada pela entidade independente e com verificação cruzada através de acesso ao website da Santo Antônio Energia S.A./43/.
- A identidade do pessoal autorizado do ponto focal da SAESA foi verificada através da carta autenticada de procuração nomeando o Sr. Renato Ortega como o ponto focal para as comunicações do MDL da Santo Antônio Energia S.A.(SAESA)/44/. Esta informação, bem como a assinatura do membro do Conselho, também foi cruzado com o contrato assinado entre SAESA e PJRCES para realizar a validação de serviços de MDL/119 / e no website da SAESA/43/.

O PP também usou o F-CDM-MOC, versão 2.1 e a informação apresentada no F-CDM-MOC e seu anexo 1 está completa e é precisa. A PJRCES também verificará a consistência das informações entre o DCP/20/, Carta de aprovação (CA)/70/ e as modalidades de comunicação (MoC)/27/.

Parecer:

O parecer da equipe de validação é de que há apenas um participante do projeto na seção A.4 e Apêndice 1 do DCP/20/ e a MoC/27/ fornecida pelo PP foi devidamente verificada com base no título do projeto e informações citadas no DCP/20/ e considerada consistente. Além disso, foi confirmado que a assinatura oficial e envio da MoC está autorizado pelo PP e atende as exigências estipuladas para as Modalidades de Comunicação no §53-§61 do PVV2.0.

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

A atividade de projeto é a implementação de uma usina hidrelétrica totalmente novo conectada à rede no Rio Madeira, na cidade de Porto Velho, estado de Rondônia, na região Norte do Brasil. As coordenadas geográficas centrais do projeto derivadas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estão em latitude 8°47'31" Sul e longitude 63° 57'7" Oeste, e foram verificadas pela

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

PJRCES usando o Google Earth e no despacho oficial N° 3.115 /76/ acessado no website da ANEEL².

A atividade de projeto envolve a instalação e operação de 44 turbinas bulbo: 24 com 73,28 MW cada e 20 com 69,59 MW de potência nominal cada. Além disso, haverá 44 geradores trifásicos síncronos com potência nominal de 82,25 MVA cada e o fator de potência de 0,9, o que resulta em uma potência nominal de 74,02 MW cada/15//10/. Assim, a capacidade instalada total do projeto proposto, que é, neste caso, é determinada pela capacidade de turbinas calcula como 3.150,4 MW /15//76/.

As principais características da atividade de projeto (tabela abaixo) foram verificadas para estar em consonância com as previstas no Projeto Básico Consolidado Final/15/, que foi elaborado conjuntamente pelas empresas de engenharia: Intertechne Consultores SA e PCE – Projetos e Consultoria de Engenharia, um órgão profissional terceirizado contratado pelo proprietário do projeto, e também aprovado pela ANEEL/76/. A tecnologia adotada no projeto proposto reflete as boas práticas atuais na região e não há transferência de tecnologia da Parte envolvida do Anexo I.

Parâmetro técnico	Valor
Geral	
Capacidade instalada	3.150,4 MW
Fator de carga da planta	70,4%
Geração de energia assegurada	2.218 MW
Reservatório	
Comprimento / Tipo	677 m / Dois segmentos nas laterais construídos em concreto compactado (esquerda: 187 m; direita: 100 m) e um segmento de 390 m preenchido com pedras com núcleo de reivindicação entre os concretos.
Vertedouro	Principal e complementar, foram medidos com base em um intervalo de fluxo de 84.000 m ³ /s e um fluxo médio a longo prazo de 18.847 m ³ /s.
Área de reservatório a 220 m	354,4 km ²
Nível de altura manométrica (normal)	70,5 m
Turbinas	
Número de unidades / tipo	44 / Tipo bulbo
Potência nominal de cada unidade	24 x 73,28 MW + 20 x 69,59 MW
Rotor	Kaplan, eixo horizontal
Geradores	
Número de unidades / tipo	44 / Síncrono trifásico

² ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Potência nominal	82,25 MVA
Fator de potência	90%
Tensão	13,8 kV
Frequência	60 hz

O conjunto de 44 turbogeradores citado acima contribuíram para uma energia assegurada total média de 2.218 MW/ano/14/ e um fator de capacidade final da planta de 70,4%, que gerará um total de eletricidade de 19.429.680 MWh/ano (2.218 MW * 8760hs/ano). A eletricidade líquida enviada à rede é calculada como 18.967.254 MWh/ano após deduzir as perdas de transmissão da rede (2,38%). A PJRCES revisou os dois documentos/15//16//76/ e também levou em consideração que a energia firme foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), enquanto aplicava a atividade do projeto para a aprovação de implementação/77/. Assim é considerado a estar em conformidade com as exigências das 'Diretrizes para a elaboração de relatórios e validação dos fatores de capacidade das plantas'/66/. O projeto terá uma área de reservatório de 354,4 km² /77/ no nível de altura manométrica de 70,5 m, que resulta em uma densidade de potência de 8,89 w/m² (3150,4 MW/ 354,4 km²). Da área de reservatório indicado, 164,00 km² é de área do curso do rio e a área aumentada de inundação é 190,40 km²/77/. Levando em consideração o fluxo médio do rio e o volume total do reservatório, o reservatório é projetado para o armazenamento de água por no máximo dois dias.

De acordo com o cronograma atualizado aprovado pela ANEEL em 23 de agosto de 10 até a 2^a Alteração aos Contratos de Concessão/16/, o projeto foi indicado para ser implementado nas fases: começando suas operações comerciais em dezembro de 2011 e aumentando o número de grupos de geradores colocados no lugar durante os anos (16 até o final de 2012; 28 no final de 2013; 33 até o final de 2014) até novembro de 2015, quando se espera que esteja completamente operacional com 44 grupos de geradores.

A geração de energia líquida despachada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em anos que não são bissextos deve ser de 18.967.254 MWh/ano ao longo de um contrato de concessão de 35 anos /16/, deslocando assim a eletricidade mais dependente de carbono gerada pelo mix de plantas interligadas ao SIN. Com base na geração de energia líquida total estimada, a média anual estimada de reduções de emissões é calculada em 4.015.196 tCO₂/ano, totalizando 40.151.955 tCO₂ para todo o período de obtenção de créditos fixo de 10 anos.

A aprovação da eletricidade interligada ao SIN foi fornecida e verificada PJRCES por meio da análise do Despacho da ANEEL no. 3.115 /76/. A equipe de validação também analisou o cronograma de implementação do projeto e layouts de concepção do projeto/15//11/ e conduziu uma visita ao local para avaliar os detalhes do projeto e seu status de implementação/80//81/.

A PJRCES confirma que o DCP, versão 4.1 de 17-10-2012 está em conformidade com a diretriz e seguiu a estrutura e orientação das de maio das últimas Diretrizes para Preencher o Documento de Concepção do Projeto/58/ no âmbito do "PVV com marcas de revisão".

Parecer:

O parecer da equipe de validação é de que o DCP final/20/ está em conformidade com os formulários e orientação relevantes. Além disso, foi confirmado que a descrição da atividade do projeto, contida no DCP final /20/ está consistente em sua fundamentação e foi validada a partir da carta de permissão /76/, do Projeto Básico Consolidado Final da UHE Santo Antônio /15/ e foi considerada exata e completa.

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

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

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

A atividade do projeto aplica corretamente a metodologia consolidada de linha de base e monitoramento aprovada - ACM0002 "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" versão 13.0.0 /57/, EB 67, Anexo 13, válida a partir de 11 de maio 2012.

A validação da conformidade da atividade do projeto com as condições de aplicabilidade da metodologia aplicada pela PJR CES foi realizada da seguinte forma:

Aplicabilidade da metodologia selecionada: "ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis"			
Sl. no.	Condição de aplicabilidade	Avaliação da equipe de validação	Documento de Referência
01	A metodologia é aplicável a atividades do projeto de geração de energia renovável interligada à rede que: (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova) (b) envolvem uma adição de capacidade (c) envolvem uma modernização de plantas existentes ou (d) envolvem substituição de plantas existentes.	A atividade do projeto é uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede em um local onde não havia projeto de energia renovável operando antes da implementação desse projeto. O projeto proposto terá uma capacidade instalada de 3.150,4 MW e a eletricidade gerada será despachada para o Sistema Interligado Nacional – SIN. A conformidade com a condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do DCP, do estudo de viabilidade, do projeto básico consolidado, do contrato de concessão e das resoluções do governo, permitindo a implementação da UHE Santo Antônio.	/13/ /15/ /16/ /20/ /45/ /76/ /77/ /78
02	A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, modernização ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: unidade geradora/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou com um reservatório de acumulação), unidade geradora/central eólica, unidade geradora/central geotérmica, unidade geradora/central solar, unidade geradora/central de energia de ondas, unidade	A atividade de projeto proposta é a instalação de uma nova central hidrelétrica de fio d'água.. A conformidade com a condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do DCP, do projeto básico consolidado, do contrato de concessão e das resoluções do governo, permitindo a implementação da atividade do projeto no regime de operação de fio d'água. Além disso, os PPs demonstraram que o tempo de retenção de água de Santo Antônio é muito curto (menos de 2 dias), que é usual em centrais hidrelétricas de	/13/ /14/ /15/ /16/ /20/ /77/ /78 /73/

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

	geradora/central de energia de marés.	fio d'água.	
03	No caso de aumentos de capacidade, modernizações ou substituições (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, energia solar, energia de ondas ou energia das marés que usam a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a planta existente entrou em operação comercial antes do início de um período histórico mínimo de referência de cinco anos, usado no cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou modernização da planta entre o início desse período histórico mínimo de referência e a implementação da atividade do projeto.	Não se aplica. A atividade do projeto é uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede em um local onde não havia projeto de energia renovável operando antes da implementação desse projeto. A conformidade com a condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do DCP, do projeto básico consolidado, do contrato de concessão e das resoluções do governo, permitindo a implementação da UHE Santo Antônio.	/13/ /15/ /16/ /20/ /45/ /77/ /78
04	No caso de centrais hidrelétricas: - Uma das seguintes condições deve se aplicar: - o A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, sem nenhuma alteração no volume dos reservatórios; ou - o A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, em que o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m²; ou - o A atividade do projeto resulta em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m².	A implementação da atividade de projeto proposta resultará em um novo reservatório de 354,4 km², enquanto a capacidade instalada é de 3.150,4 MW, portanto, a densidade de potência é de 8,89 w/m² (cálculo fornecido na Seção B.6.1 do DCP), que é maior que 4 W/m². A conformidade com as condições de aplicabilidade foi confirmada através da análise do DCP, do projeto básico consolidado e do contrato de concessão.	/15/ /16/ /20/ /77/
05	No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios,	Não se aplica. A implementação da atividade de projeto proposta resultará	/20/ /15/

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

	onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que 4 W/m² todas as condições a seguir deverão ser aplicadas: • A densidade de potência calculada para toda a atividade do projeto usando a equação 5 é maior que 4 W/m²; • Reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada; • O fluxo de água entre múltiplos reservatórios não é usado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto; • A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que 4 W/m², é menor que 15 MW; • A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que 4 W/m², é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.	em um novo reservatório único. A conformidade com a condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do DCP, do projeto básico consolidado e do estudo de viabilidade da EPE sobre o potencial hidrológico e energético da UHE Santo Antônio.	/77/ /79/
06	A metodologia não se aplica a: • Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local; • Centrais elétricas alimentadas com biomassa; • Uma central hidrelétrica que resulte na criação de um novo reservatório único ou no aumento de um reservatório único existente	Nenhuma delas é aplicável à atividade do projeto, já que: • A atividade do projeto é uma central elétrica totalmente nova em um local onde não havia projeto de energia renovável operando antes da implementação deste projeto. • A atividade do projeto é uma central hidrelétrica. • A atividade de projeto proposta terá uma densidade de potência de 8,89 w/m², que é maior que 4 W/m². A conformidade com a condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da	/20/ /15/ /16/ /77/ /78 /79/

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

em que a densidade de potência da central elétrica é menor que 4 W/m ² .	análise do DCP, do projeto básico consolidado, do contrato de concessão, das resoluções do governo permitindo a implementação da UHE Santo Antônio e o estudo de viabilidade da EPE sobre o potencial hidrológico e energético da UHE Santo Antônio.	
---	--	--

Além disso, as condições de aplicabilidade das ferramentas citadas na ACM0002, versão 13.0.0 à atividade de projeto são justificadas a seguir:

Aplicabilidade das ferramentas referenciadas pela: "ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis"		
Ferramenta	Condição de aplicabilidade	Avaliação da equipe de validação
Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 02.2.1 /63/	Esta ferramenta pode ser aplicada para estimar o OM, BM e/ou CM ao calcular as emissões da linha de base para uma atividade de projeto que substitui a energia da rede, ou seja, quando uma atividade de projeto fornece eletricidade a uma rede ou que resulte em economia de energia que seria fornecida pela rede (por ex., projetos de eficiência de energia por parte da demanda).	A atividade de projeto proposta é a instalação de uma central hidrelétrica fornecendo energia elétrica à rede nacional. A estimativa de margem de operação, margem de construção e margem combinada foi calculada aplicando os passos da ferramenta.
	A ferramenta não é aplicável se o sistema de energia elétrica do projeto estiver localizado parcial ou totalmente em um país constante do Anexo I.	O sistema elétrico do projeto, que é o Sistema Interligado Nacional (SIN), está localizado em um país não incluído no Anexo I.
Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (v06) /62/	As atividades de projeto que aplicam a ferramenta no contexto da metodologia consolidada aprovada ACM0002 precisam identificar apenas que existe pelo menos uma alternativa realista e viável que seria mais atraente do que a atividade do projeto proposta.	A adicionalidade da atividade do projeto foi demonstrada e avaliada usando a versão mais recente dessa ferramenta, como determinado pela ACM0002, versão 13.0.0.
Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade /64/	Se a atividade do projeto é a modernização ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede no local do projeto, um procedimento gradual para identificar o cenário da linha de base será aplicado usando a Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade.	Não aplicável, pois a atividade do projeto é uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede SIN. Portanto, o cenário da linha de base já está determinado pela ACM0002, versão 13.0.0. Não há outras condições de aplicabilidade para usar a ferramenta.
Ferramenta para calcular as emissões de CO ₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis /65/	Para projetos de usinas geotérmicas e termossolares, que também usam combustíveis fósseis para geração de eletricidade, as emissões de CO ₂ decorrentes da combustão de combustíveis fósseis devem ser consideradas emissões do projeto ($PE_{FF,y}$). O uso de combustíveis fósseis para fins de backup ou emergência (p.ex., geradores a diesel) pode ser desprezado.	Não se aplica, pois a atividade do projeto é uma central hidrelétrica.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

	$PE_{FF,y}$ deverá ser calculado de acordo com a versão mais recente da Ferramenta para calcular as emissões de CO2 do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis.	
--	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Parecer:

A equipe de validação concluiu que as condições de aplicabilidade relevantes no contexto da atividade do projeto estão devidamente incluídas na versão final DCP e foram criticamente validadas. A escolha da metodologia selecionada ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis está justificada e a metodologia aplicada foi considerada a mais adequada no contexto da atividade de projeto do MDL proposta. A versão usada pelo PP é válida até a presente data.

4.5.2 DESVIO E ESCLARECIMENTOS DE / SOBRE A METODOLOGIA APROVADA (§78-§81)

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

Não se aplica.

Parecer:

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

B. ESCLARECIMENTO SOBRE A APLICABILIDADE DE UMA METODOLOGIA APROVADA (§81)

Não se aplica.

Parecer:

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

4.5.3 LIMITE DO PROJETO (§82-§87)

De acordo com as exigências da metodologia de linha de base e monitoramento aplicada ACM0002, versão 13.0.0, a extensão espacial do limite do projeto inclui a central do projeto e todas as centrais interligadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a central do projeto de MDL está interligada.

Portanto, a extensão espacial do limite do projeto se encontra claramente definida como o local da UHE Santo Antônio e o Sistema Interligado Nacional (SIN), que consiste em todas as centrais elétricas interligadas fisicamente a essa rede. Os limites de sistema do projeto estão claramente definidos como o SIN, o que está de acordo com o delineamento do limite da rede como estabelecido pela AND brasileira /74/. O limite do projeto definido também está de acordo com a ACM0002, versão 13.0.0 /57/.

As fontes de emissão e gases incluídos no limite do projeto são:

	<i>GEEs envolvidos</i>	<i>Descrição:</i>
<i>Emissões da linha de base</i>	CO ₂	De acordo com a ACM0002, versão 13.0.0, devem ser contabilizadas somente as emissões de CO ₂ da geração de energia elétrica em energia gerada a partir de combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

<i>Emissões do projeto</i>	CH ₄	Considerando que o projeto é uma central hidrelétrica e sua densidade de potência é de 8,89 w/m ² , ou seja, entre 4 W/m ² e 10 W/m ² , as emissões de CH ₄ da atividade do projeto não deverão ser contabilizadas de acordo com a ACM0002 versão 13.0.0. Além disso, o patrocinador do projeto irá monitorar a área de reservatório como exigido pela metodologia.
<i>Fugas</i>	N/A	De acordo com a ACM0002, versão 13.0.0, nenhuma emissão de fuga precisa ser considerada para a atividade do projeto proposta.

Parecer:

Não existe nenhuma emissão de GEE dentro do limite da atividade de projeto como resultado da implementação da atividade de projeto proposta, que não seja considerada pela metodologia (uma vez que a atividade de projeto envolve a instalação de uma atividade de projeto que coletará energia renovável para gerar energia elétrica). Confirmou-se que se tais emissões existissem, elas não contribuiriam com mais de 1% da média geral anual esperada das reduções de emissões.

O limite do projeto incluído no DCP /20/ foi confirmado pela equipe de validação durante a análise feita no escritório /20//15//16//77//78//79/ e visita ao local /80//81/ e foi considerado consistente. O limite identificado e as fontes e gases selecionados são justificados para a atividade de projeto do MDL proposta.

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

Como a atividade do projeto é a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede e não é um aumento de capacidade, modernização ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora renovável existente interligada à rede, a linha de base é prescrita pela metodologia aplicada ACM0002, versão 13.0.0 /57/ como a **"Eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto que, de outro modo, teria sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"**.

A rede elétrica interligada para o projeto proposto é a rede brasileira (SIN).

Portanto, o cenário da linha de base é a continuação da situação atual, ou seja, a eletricidade a ser gerada pela central hidrelétrica seria gerada por um mix de plantas interligadas ao SIN e pela adição de novas fontes de geração, como refletido na margem combinada (CM), que consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM), que são fornecidas por uma fonte oficial, a AND brasileira /75/. A ponderação está definida como sendo 50% e 50% para os fatores de emissão de OM e BM, respectivamente, o que está de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" versão 2.2.1 /63/.

De acordo com o parágrafo 115 do PVV v2.0 /59/, no qual o cenário da linha de base é prescrito na metodologia aprovada, não é necessária uma análise adicional. Todavia, PJRCES confirmou que a linha de base identificada na versão final do DCP/25/ está corretamente identificada atendendo às condições e exigências da metodologia de linha de base aplicada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Parecer:

No parecer da equipe de validação, confirmou-se que:

- Todas as hipóteses e dados utilizados pelos participantes do projeto estão relacionados no DCP, incluindo suas referências e fontes;
- Toda a documentação usada é pertinente para a definição do cenário da linha de base e foi citada e interpretada corretamente no DCP;
- As hipóteses e os dados usados na identificação do cenário da linha de base são justificados adequadamente, apoiados por evidências, e podem ser considerados razoáveis;
- As políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais pertinentes são consideradas e estão listadas no DCP;
- A metodologia aprovada de linha de base foi aplicada corretamente para identificar o cenário da linha de base mais plausível e o cenário da linha de base que representa de forma razoável o que aconteceria na ausência da atividade de projeto proposta.

4.5.5 ALGORITMOS E/OU FÓRMULAS USADOS PARA DETERMINAR AS REDUÇÕES DE EMISSÕES (§96-§100)

A redução de emissões (ER_y) pela atividade do projeto proposta durante o período de obtenção de créditos é a diferença entre as emissões da linha de base (BE_y), as emissões do projeto (PE_y) e as emissões devido a fugas (L_y), como a seguir:

a) Emissões da linha de base Emissões da linha de base (BE_y em tCO_2) são o produto do fator de emissão da rede ($EF_{rede,CM,a}$ em tCO_2/MWh) multiplicado pela eletricidade que é produzida e alimentada na rede em resultado da implementação da atividade do projeto do MDL no ano y (MWh/ano).

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

Onde:

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO_2/ano)

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade do projeto de MDL no ano y (MWh/ano)

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da margem combinada no ano y (tCO_2/MWh);

Já que a atividade do projeto é a instalação de uma nova central hidrelétrica interligada à rede em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto, de acordo com a ACM0002, versão 13.0.0:

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

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida alimentada pela central do projeto na rede no ano y (MWh/ano).

Determinação de $EF_{grid,CM,y}$

A atividade do projeto está interligada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Por meio da Resolução nº 8 /74/, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), a AND brasileira, definiu o sistema elétrico como o Sistema Interligado Nacional (SIN), para fins do MDL. Ele cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste).

A AND brasileira fornece /39/ anualmente informações atualizadas sobre o fator de emissão da margem de operação e da margem de construção, que é calculado de acordo com a "Ferramenta

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, considerando somente as centrais elétricas da rede (opção I do Passo 1).

A margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é calculada de acordo com a OM da análise de dados de despacho da opção (c) do Passo 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 /63/, determinando o BM ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis no momento de envio do DCP para validação (ano base de 2010).

O fator de emissão da rede é determinado ex post como uma margem combinada, consistindo em uma média ponderada da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) e a margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$), de acordo com a equação abaixo:

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

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO2 da margem de construção no ano y (tCO2/MWh)

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO2 da margem de operação no ano y (tCO2/MWh)

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

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

De acordo com a ferramenta /63/, para centrais hidrelétricas deverão ser usados $w_{OM} = 0,5$ e $w_{BM} = 0,5$ para obter o parâmetro $EF_{grid,BM,y}$. O website da AND brasileira apresenta para 2010, $EF_{grid,OM,y} = 0,4796$ e $EF_{grid,BM,y} = 0,1404$.

Portanto, $EF_{grid,CM,y}$ resultou em 0,3100 tCO₂e/MWh.

A PJRCES confirma que o DCP foi enviado para consulta pública internacional em 21 de fevereiro de 2012 e os dados usados para o cálculo do fator de emissão da rede são os mais recentes disponíveis no início da validação. Os dados usados no cálculo do fator de emissão /23/ estão de acordo com os dados publicados pela CIMGC em 2010 /39/.

B) Emissões do projeto: A ACM0002 versão 13.0.0 estabelece que as emissões de projeto de centrais hidrelétricas são consideradas apenas para o $PE_{HP,y}$ (Emissões do projeto dos reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano y). Sendo assim, $PE_y = PE_{HP,y}$, que está baseado na densidade de potência do reservatório de água, calculado da seguinte maneira:

$$PD = (Cap_{PJ} - Cap_{BL}) / (A_{PJ} - A_{BL})$$

Onde:

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

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W), que foi confirmada como sendo 3.150.400.000 W /76/.

Cap_{BL} = Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W). Para novas centrais hidrelétricas, esse valor é zero.

A_{PJ} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²), validada como 354,4 km² /76/ no nível máximo de água de 70,5 m.

A_{BL} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

Com base na equação acima e nos valores da atividade do projeto, a densidade de potência do projeto é calculada como sendo 8,89 w/m², que está entre 4 w/m² e 10 w/m². Portanto, de acordo com a ACM0002 versão 13.0.0, $PE_{HP,y}$ deve ser considerado de acordo com a seguinte equação:

$$PE_{HP,y} = EF_{Res} \times TEG_y / 1.000 = 90 \times 18.885.728 / 1.000 = 1.748.671 \text{ tCO}_2/\text{média de um ano}$$

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Onde:

EF_{Res} Fator de emissão padrão para as emissões dos reservatórios das centrais hidrelétricas no ano y (90 kgCO₂e/MWh)

TEG_y Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y (MWh). Conforme fornecido na planilha de RCE //23/, o valor de **TEG_y** após o projeto ser totalmente implementado (3.150,4 MW).

Concluindo, o **PE_y** desta atividade do projeto é 1.748.671 tCO₂/ano.

c) Fuga: atendendo às exigências da metodologia de linha de base aplicada, nenhuma fuga foi considerada para a atividade do projeto.

Com base no fator de emissão acima mencionado e na geração de energia elétrica líquida de aproximadamente 18.967.254 MWh (considerando uma capacidade instalada de 3.150,4 MW, ou seja, o projeto totalmente implementado) as reduções de emissões anuais estimadas são calculadas da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

$$PE_y = 1.748.671 \text{ tCO}_2/\text{ano}^3$$

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

$$BE_y = 18.967.254 * 0,3100 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 5.879.513 \text{ tCO}_2\text{e/ano}^4;$$

$$ER_y = 5.879.513 - 1.748.671 = 4.130.842 \text{ tCO}_2\text{e/ano}^5;$$

Parecer:

No parecer da equipe de validação, confirmou-se que

- Todas as hipóteses e dados utilizados pelos participantes do projeto estão relacionados no DCP, incluindo suas referências e fontes;
- Toda a documentação usada pelos participantes do projeto como base para hipóteses e fontes de dados está corretamente citada e interpretada no DCP;
- Todos os valores usados no DCP foram considerados razoáveis no contexto da atividade de projeto proposta;
- A metodologia de linha de base e ferramenta(s) correspondente(s) foi aplicada corretamente para calcular as emissões do projeto, emissões da linha de base, fugas e reduções de emissões;

Todas as estimativas das emissões da linha de base podem ser reproduzidas usando os valores dos dados e parâmetros fornecidos no DCP.

³ Considerando que o projeto não será totalmente implementado até 2015, a atividade do projeto terá TEG_y e EG_y menores nos anos iniciais (2013 a 2015), o que reduz o valor médio de PE_y (1.699.715 tCO₂e/ano) e BE_y (5.714.911 tCO₂e/ano) ao longo do período de obtenção de créditos de 10 anos. No entanto, a planilha de RCE/23/ considera corretamente as emissões do projeto e da linha de base para cada ano, de acordo com o cronograma de implementação do projeto.

⁴ Observe que o resultado da multiplicação de 18.967.254 MWh por 0,31 = 5.879.849 tCO₂e/ano. A diferença para 2.497.446 tCO₂e/ano é devida ao arredondamento do Fator de Emissão, cujo valor real é 0,3099823, quando mostrado com mais dígitos. Entretanto, o valor final de REs mostrado no DCP e no RV é o correto (mais conservador), uma vez que foi calculado na planilha de REs //23/ sem arredondamento.

⁵ Para os anos bissextos (um dia a mais no ano) os PPs consideraram as 24 horas a mais no ano, portanto, TEG_y = 19482.912 MWh e EG_{PJ} = 19.019.219 MW, que resulta em PE_y = 5.895.622 tCO₂e e BE_y = 5.895.622 tCO₂e para esse ano específico.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

4.6 ADICIONALIDADE (§101-§104)

A adicionalidade da atividade de projeto do MDL proposta foi demonstrada de acordo com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (versão 6.0.0) /62/, como exigido pela metodologia aplicada ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis.

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

Como a data de início é anterior a 02 de agosto de 2008, a consideração séria do MDL foi avaliada com base no parágrafo 108 do PVV v2.0 /59/ e nas “Diretrizes para a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL” /61/.

A data de início da atividade do projeto foi determinada como sendo 13 de junho de 2008 com base no primeiro contrato de concessão assinado entre o Ministério de Minas e Energia e o proprietário do projeto /16/. Isso é considerado como sendo a primeira ação real para a atividade do projeto. Vale mencionar que a equipe de validação verificou que foi assinado um contrato EPC /10/ (17/12/07) antes do contrato de concessão /16/ (13/06/08); no entanto, ele seria válido somente após a assinatura do contrato de concessão, como uma condição estabelecida na Cláusula 36 do referido contrato EPC, caso contrário poderia ser rescindido a qualquer momento com uma multa de 5%. Com base no acima mencionado, a data de início é considerada a entrada em vigor do contrato EPC /10/ na data da assinatura do contrato de concessão, que é 13 de junho de 2008.

No parecer da equipe de avaliação, a data de início é adequada considerando que confirma que o participante do projeto arcou com despesas significativas relacionadas à implementação da atividade do projeto, o que está de acordo com a definição contida no glossário de termos (http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/glos_CDM.pdf).

De acordo com o Anexo 13 do EB62 (Diretrizes para a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL) e considerando a data de início validada da atividade do projeto como 13 de junho de 2008, que é a primeira data na qual o DCP foi disponibilizado ao público para o processo de comentário público internacional (21/02/12), a seção III da orientação referenciada se torna aplicável no contexto da atividade de projeto do MDL proposta.

A apresentação da reunião com o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) datada de 14/01/2008 /50/, que discute a solicitação de financiamento do projeto da UHE Santo Antônio e que considerou as receitas dos créditos de carbono do MDL como um dos itens para assegurar a viabilidade do projeto, confirma que os participantes do projeto não somente estavam cientes dos benefícios do MDL como consideraram os mesmos para viabilizar o projeto financeiramente. Para validar a apresentação referenciada como uma evidência confiável, a equipe de avaliação fez a referência cruzada dessas informações com a carta de empréstimo autenticada /50/ para financiamento do projeto da UHE Santo Antônio, datada de 04/03/2009, assinada entre o BNDES e o proprietário do projeto e também com o balanço patrimonial da empresa /99/, datado de 30 de junho de 2012, que é auditado por uma entidade independente. Portanto, a verificação de diversas evidências demonstra o atendimento dos critérios como definido no parágrafo 6(a) do Anexo 13 do EB62 (para ciência anterior e consideração séria do MDL).

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Além disso, os PPs demonstraram para a equipe de avaliação através de várias evidências (e-mails, apresentações em reuniões, entrevistas) que o MDL foi considerado mesmo antes da reunião com o BNDES para financiamento do projeto. Isso foi confirmado, uma vez que o Estudo de Impacto Ambiental /11/, datado de maio de 2005, que também avaliou a melhor forma de explorar o potencial hidroenergético do rio Madeira, referenciou as receitas do MDL como forma de ajudar a viabilizar financeiramente o projeto.

Outras atividades realizadas pelo participante do projeto desde 2004 também mostram que o MDL foi considerado ao longo desse período: como negociações com os consultores de carbono: 2004 /46//47/; 2006 /48/; 2009 /52//53/; consulta a escritório de advocacia para saber como as receitas de carbono seriam tributadas (2007) /49/; reunião com instituição financeira para discutir a estruturação de capital com relação aos créditos de carbono (2008) /51/.

Após a reunião com o BNDES, datada de 14/01/2008 /50/, o participante do projeto assinou o contrato de concessão /16/, datado de 13 de junho de 2008, que demonstrou claramente o esforço para implementar o projeto proposto como atividade de projeto do MDL. Para assegurar o status de MDL da atividade do projeto, o participante do projeto celebrou ainda um contrato com um consultor de MDL em 23/04/2010 /54/ para desenvolvimento do DCP e consultoria de MDL. Enquanto isso, mesmo sendo a data de início do projeto anterior a 02 de agosto de 2008 e não sendo exigido o envio de notificações de consideração anterior, o participante do projeto decidiu notificar a consideração anterior do MDL à AND /5//6/ e à UNFCCC /7//8//9/ em 25/08/2009. Essa ação foi para reforçar ainda mais sua intenção de prosseguir com o MDL.

A PJRCES analisou as notificações e suas confirmações /6//9/ e também fez a verificação cruzada dos dados no website da UNFCCC /71/ e os considerou de acordo com as "Diretrizes para a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL" /61/.

O participante do projeto celebrou um contrato de serviços de validação /119/ com a EOD validadora em 01/02/2012 para o início da validação e o DCP foi disponibilizado ao público em 21/02/2012 para o processo de consulta pública internacional.

Um resumo da evidência documentada (de acordo com o parágrafo 6(b) do EB62, Anexo13) junto com a data são mencionados abaixo:

Data	Evidência documentada	Descrição da atividade	Marco
nov/2004	/46/	Proposta da Ecoinvest para desenvolver o projeto de MDL	Ciência do MDL antes da data de início
dez/2004	/47/	Proposta da Ecoenergy para desenvolver o projeto de MDL	Ciência do MDL antes da data de início
mai. 2005	/11/	Estudo de Impacto Ambiental – Receitas dos créditos de carbono consideradas para ajudar na viabilidade financeira da atividade do projeto.	Ciência do MDL antes da data de início e consideração real de seus benefícios.
ago/2006	/48/	Comunicação com os consultores de carbono	Ciência do MDL antes da data de início

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

abr/2007	/49/	Memorando de consulta sobre créditos de carbono (tributação)	Ciência do MDL antes da data de início
09/07/2007	/28/	Licença Prévia emitida pelo IBAMA	Fase de pré-implementação do projeto
10/12/2007	/94/	O Leilão de Energia foi realizado pela ANEEL	Fase de pré-implementação do projeto
17/12/2007	/10/	O contrato EPC foi assinado, condicionado à obtenção do contrato de concessão.	Fase de pré-implementação do projeto
14/01/2008	/50/	Apresentação da reunião com o BNDES para financiamento da UHE Santo Antônio, considerou os créditos de carbono como um dos itens para assegurar a viabilidade do projeto.	Ciência do MDL antes da data de início e consideração real de seus benefícios.
19/02/2008	/117/	Ratificação do leilão de energia pela ANEEL	Fase de pré-implementação do projeto
mar/2008	/51/	Reunião com o banco Santander para discutir a estruturação de capital com relação aos créditos de carbono.	Ciência do MDL antes da data de início.
13/06/2008	/16/	Contrato de concessão assinado entre o Ministério de Minas e Energia e o proprietário do projeto (o EPC entra em vigor)	Data de início do projeto
18/08/2008	/29/	Licença de Instalação emitida pelo IBAMA	Fase de pré-implementação do projeto
21/08/2008	/15/	Aprovação da concepção de projeto básico pela ANEEL	Fase de pré-implementação do projeto
01/12/2008	/16/	1ª Alteração do contrato de concessão. A ANEEL transfere oficialmente a concessão para implementar e operar a UHE Santo Antônio da MESA para a SAESA	Fase de pré-implementação do projeto
04/03/2009	/50/	A carta de empréstimo é assinada, confirmando o financiamento do BNDES.	Fase de pré-implementação do projeto
maio-junho/2009	/52//53/	Troca de e-mail entre o proprietário do projeto e os consultores de carbono.	Foram realizadas ações para assegurar o status de MDL
25/08/2009	/5//6//7//8//9/	Notificação à AND e à UNFCCC sobre a atividade de projeto do MDL intitulada: Projeto de energia hidrelétrica Santo Antônio	Foram realizadas ações para assegurar o status de MDL
06/04/2010	/120/	Aprovação pela ANEEL de detalhes técnicos sobre a linha de transmissão da UHE Santo Antônio.	Fase de pré-implementação do projeto
23/04/2010	/54/	O contrato entre a Ecoinvest e o proprietário do projeto para desenvolver o MDL é assinado	Desenvolvimento de projeto de MDL
23/08/2010	/16/	2a Alteração do contrato de concessão. A	Fase de pré-implementação

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		ANEEL aprova o cronograma atualizado para implementação do projeto	do projeto
dez 2011 / jan 2012	/17/ /18/ /19/	Processo de consulta pública local para o MDL como exigido pela AND brasileira	Desenvolvimento de projeto de MDL
01/02/2012	/119/	O contrato entre a PJRCES e o proprietário do projeto para serviços de validação do MDL é assinado	Desenvolvimento de projeto de MDL
21/02/2012 a 21/03/2012	/1//72/	DCP versão 01 é disponibilizado para consulta pública internacional	GSP - início da validação

Uma análise das evidências mostra que a defasagem entre as atividades e eventos realizados pelo PP é validada como sendo inferior a 2 anos. A PJRCES conclui que o MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade do projeto e de que ações contínuas e reais foram tomadas para assegurar o status de MDL da atividade do projeto.

O parecer da PJRCES é que a atividade de projeto do MDL proposta satisfaz as exigências da versão mais recente da orientação sobre consideração anterior do MDL /61/.

4.6.2 PASSO 01: IDENTIFICAÇÃO DAS ALTERNATIVAS (§113-§116)

De acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002, versão 13.0.0 /57/, se a atividade do projeto for a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede, o cenário da linha de base será o seguinte:

“A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”

O projeto proposto é uma nova central hidrelétrica que alimentaria anualmente um total de 18.967.254 MWh de eletricidade no Sistema Interligado Nacional - SIN (rede nacional) no Brasil. De acordo com o parágrafo 115 do PVV v2.0 /59/, não é necessária nenhuma análise das alternativas de linha de base se a metodologia aprovada que é selecionada pela atividade do projeto do MDL proposta prescrever o cenário da linha de base. No entanto, os PPs identificaram cenários alternativos no DCP que foram validados pela PJRCES.

Os cenários alternativos para a atividade de projeto foram identificados conforme a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 v13.0.0 e a ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade aplicável, versão 6.0.0 /62/. Considerando a natureza da empresa do PP (a SAESA é uma sociedade de propósito específico criada especificamente para construir e operar a UHE Santo Antônio), o PP identificou duas alternativas, que estão resumidas a seguir:

Alternativa 1: A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL;

Alternativa 2: Continuação da situação atual, ou seja, a eletricidade continuará a ser gerada pelo mix de geração existente em operação na rede.

A identificação de alternativas e sua confirmação foram consideradas consistentes e de acordo com as exigências da metodologia de linha de base aplicada bem como suas ferramentas aplicáveis. As alternativas listadas no DCP são consideradas confiáveis e completas de acordo com as exigências da metodologia aplicada aprovada, PVV v2.0 e a ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade /62/.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias

As alternativas mencionadas acima estão em conformidade com a legislação brasileira do setor elétrico e com as entidades reguladoras ambientais, ou seja, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) /16//78/ e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) /28//30//29//105.

Na Seção B.5 do DCP, os participantes do projeto também descreveram as políticas nacionais aplicadas pelo governo brasileiro e as recentes alterações no setor de energia para demonstrar que a geração de energia hidrelétrica está sendo promovida no Brasil pelo menos desde 2008 como uma tecnologia de baixa emissão de gás de efeito estufa, o que configura uma política do tipo "E-" /69/. A linha do tempo dos eventos e as evidências foram verificadas pela equipe de validação, conforme fornecido na tabela abaixo:

Ano	Evento	Evidências/referências validadas
2003/ 2004	O governo federal anunciou um novo modelo para o mercado de eletricidade brasileiro, visando o estabelecimento de um mecanismo comum para a compra de energia e para permitir que o risco de mercado seja compartilhado entre os participantes, em vez de ser exclusivamente custeado pelo governo.	○ Lei Federal No. 10.847 – Criação da Empresa de Pesquisa Energética /108/; ○ Lei Federal No. 10.848 – Comercialização de eletricidade /109/; ○ Decreto No. 5.163 – Regulamentação do mercado de eletricidade /109//110/
2004/ 2007	A nova geração contratada nas 10 primeiras propostas sob o novo modelo foi predominantemente baseada em combustíveis fósseis, nomeadamente, 3,6% alimentada com biomassa, 35% energia hidrelétrica e 61,4% alimentada com combustível fóssil.	○ Esparta, A.R.J. (2008). Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: A experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura. /41/
2006	O governo brasileiro reconheceu o potencial de redução de emissões de GEE dos projetos de energia hidrelétrica no Plano de Dez Anos para a Expansão da Energia Elétrica 2006-2010.	○ Plano de Dez Anos para a Expansão da Energia Elétrica 2006-2010 /42/.
Em 11 de abril	O governo brasileiro incluiu a meta de manter uma alta cota de fontes renováveis nas fontes de energia primárias e aumentar a geração de energia hidrelétrica na primeira versão de seu Plano Nacional sobre Mudança do Clima.	○ CIMC – Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima - Plano Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) /112/
2010	Um aumento no fornecimento de energia por centrais hidrelétricas (faixa de redução prevista: 79 a 99 milhões de toneladas de CO ₂ eq em 2020), foi comunicado pelo governo brasileiro à UNFCCC, na forma de um seguimento do Acordo de Copenhagen.	○ Comunicação da República Federativa do Brasil à UNFCCC - Carta incluindo as ações de mitigação apropriadas nacionalmente /111/



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

A equipe de validação considerou correta a justificativa de que, de acordo com as regras atuais do MDL, o fato de tecnologias renováveis serem uma prioridade para o governo brasileiro não evita que o Projeto de Energia Hidrelétrica de Santo Antônio seja elegível no âmbito do MDL. Caso contrário, o MDL criaria um incentivo perverso para as partes anfitriãs não introduzirem políticas que contribuam para atividades de investimento com reduções de emissões.

A PJRCES, com base em sua experiência local e setorial, é capaz de confirmar que os Cenários Alternativos 1 e 2 citados na seção acima estão de acordo com as leis e normas locais. Não foi notada qualquer norma local que proíba a implementação de centrais hidrelétricas e, da mesma forma, para a continuação do fornecimento de energia elétrica pela rede, que é também a linha de base para a atividade do projeto e será discutida nos próximos passos.

Parecer:

No parecer da equipe de validação, a lista de alternativas que inclui a atividade de projeto proposta sem estar registrada como uma atividade de projeto do MDL, como identificado no DCP, o que atende às leis e normas atuais aplicáveis, é considerada realista e completa

4.6.3 PASSO 02: ANÁLISE DE INVESTIMENTOS (§117-§123)

Os PPs escolheram a análise de investimentos para demonstrar a adicionalidade da atividade do projeto. De acordo com o subpasso 2a. da "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade", versão 6.0.0/62/ deve ser determinado um método apropriado de análise de investimentos.

A ferramenta oferece três opções:

- Opção I: análise de custo simples
- Opção II: análise comparativa de investimentos
- Opção III: análise de benchmark

Uma vez que o projeto proposto gera benefícios financeiros e econômicos além do rendimento relacionado ao MDL através da venda da energia e a alternativa de linha de base não envolve um investimento para os participantes do projeto, se justifica uma análise de benchmark para a realização da análise de investimentos.

A. ANÁLISE DE BENCHMARK

O indicador financeiro e econômico da taxa interna de retorno do projeto (TIR), calculado no modelo financeiro da atividade do projeto, foi usado para comparar com o benchmark no setor elétrico no país anfitrião.

O benchmark foi calculado com a aplicação do Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) /21/ para o setor de geração de energia no Brasil. Como o investimento na geração da eletricidade a ser despachada à rede do SIN poderia ter sido feito por qualquer outra entidade que não o participante do projeto, o PP determinou o benchmark usando dados disponíveis ao público, de acordo com o parágrafo 30.(a) da "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade", versão 6.0.0 /60/, ou seja, com base em taxas de títulos do governo, aumentado por um prêmio de risco adequado para refletir o investimento privado e/ou o tipo de projeto, documentado por dados financeiros oficiais disponíveis ao público.

O cálculo do benchmark levou em consideração o custo da dívida e o custo do capital próprio para um investidor típico no setor da atividade do projeto e foi aplicado ao fluxo de caixa do projeto na forma de uma taxa de desconto, ao comparar seu valor à Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

(de acordo com o parágrafo 12, Anexo 5, EB 62) /68/. O CMPC considera que os acionistas esperam obter retorno em relação ao risco projetado de investir recursos em uma atividade ou setor específico em um determinado país, logo, isto é considerado apropriado.

Além disso, foi confirmado que o cálculo do CMPC é feito com base em parâmetros padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do PP.

Como a data da decisão de investimento é 13 de junho de 2008 (quando o contrato EPC /10/ entrou em vigor), o benchmark foi calculado com base nos dados mais recentes disponíveis no momento da decisão de investimento, ou seja, o primeiro semestre de 2008, ou 2007 para dados do ano completo.

O CMPC de 9,05% foi calculado por meio da fórmula abaixo:

$$CMPC = Wd \times Kd + We \times Ke$$

$$CMPC = 50\% \times 3,47\% + 50,00\% \times 14,62\% = 9,05\%$$

We e **Wd** são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. O PP aplicou **We** de 50,00% e **Wd** de 50,00%, que estão de acordo com o parágrafo 18 das "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos", versão 5 /68/.

Kd é o custo da dívida observado no mercado com relação à atividade do projeto, e que já leva em conta os benefícios de impostos de contratação de dívidas. **Kd** foi calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$Kd = [1 + (a+b+c) \times (1-t)] / [(1+d) - 1]$$

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

Parâmetro	Valor	Justificativa / Meio de validação
a- Custo financeiro	8,83%	Corresponde à média de 5 anos da taxa de juros de longo prazo definida pelo BNDES. A média de 5 anos adotada para calcular a TJLP tem por objetivo refletir uma média conservadora da taxa de juros de longo prazo, considerando que ela apresenta uma ampla faixa de variação no decorrer dos anos. A equipe de validação confirmou que o cálculo do custo financeiro da média de 5 anos (de julho de 2006 a junho de 2011) na planilha do CMPC (Planilha "TJLP") /21/ está correto e é aplicável no momento da decisão de investimento e foi feita uma verificação cruzada com os valores fornecidos trimestralmente no website do BNDES /86/. Sendo assim, a PJRCES considera conservadora e apropriada para a atividade do projeto e no contexto de cálculo do benchmark.
b- Spread do BNDES	0,90%	A equipe de validação confirmou o valor fornecido na planilha do CMPC (Planilha "Wacc") /21/ com a taxa de spread do BNDES aplicada a projetos de geração de eletricidade alimentados com combustível não fóssil ao revisar o website do BNDES /87/ e fez também a verificação cruzada com publicações sobre o custo de capital das empresas no setor elétrico

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		brasileiro /84/. O valor era válido no momento da decisão de investimento. Sendo assim, a PJRCES considera conservadora e apropriada para a atividade do projeto e no contexto de cálculo do benchmark.
c- Taxa de risco de crédito	2,09%	A equipe de validação confirmou no website do BNDES /87/ que a taxa de risco de crédito aplicada a projetos de geração de eletricidade alimentados com combustível não fóssil varia de 0% a 4,18% e, portanto, os PPs usaram o valor médio (2,09%) dessa faixa. Foi feita uma verificação cruzada desse valor com publicações sobre o custo de capital de empresas no setor elétrico brasileiro, que relatou que o spread do BNDES era de 2,5% /84/ e 4,1% /85/. Portanto, a equipe da PJRCES considerou a taxa de risco de crédito de 2,09% como conservadora e apropriada para a atividade do projeto e para o contexto de cálculo do benchmark.
d- Taxa de intermediação financeira	0,5%	A equipe de validação confirmou o valor fornecido na planilha do CMPC (Planilha "Wacc") /21/ e fez uma verificação cruzada com os valores fornecidos no website do BNDES /84/ com relação à taxa de intermediação financeira aplicada pelas instituições financeiras credenciadas do BNDES para empréstimos a projetos de geração de eletricidade alimentados com combustível fóssil através de revisão. Portanto, a equipe da PJRCES considerou a taxa de intermediação financeira confiável e adequada para a atividade do projeto e para o contexto de cálculo do benchmark.
(t) Alíquota do imposto marginal	34%	A equipe de validação verificou na Instrução Normativa nº 51 da Secretaria da Receita Federal do Brasil /82/ que o valor, aplicável ao regime tributário de Lucro Real para a alíquota marginal, é composto por dois impostos: Imposto social (CSLL) de 9% e Imposto de renda (IR) de 25% (aplicado para lucros superiores a R\$ 20.000/mês), totalizando 34% aplicado ao lucro líquido. A PJRCES confirmou que o regime tributário de Lucro Real é aplicável ao tipo do projeto e foi também feita uma verificação cruzada dos valores da CSLL e IR no website da Secretaria da Receita Federal do Brasil /82/ com as publicações que relatam os impostos marginais corporativos de países /83/ ou que discutem o custo de capital das empresas no setor elétrico brasileiro /84//85/. A equipe da PJRCES o considera conservador e apropriado para a atividade do projeto e no contexto de cálculo do benchmark.
(d) Previsão de inflação	4,5%	A equipe de validação fez uma verificação cruzada desse valor com a meta da taxa de inflação publicada no website do Banco Central do Brasil /88/. A PJRCES considera esse valor conservador e

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		adequado, pois não existem dados disponíveis referentes à previsão de inflação do Banco Central do Brasil para a duração do período de obtenção de créditos, e portanto, está de acordo com o parágrafo 7 do Apêndice das “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos”, versão 5 /68/.
Custo da Dívida após impostos (a.a.) – Kd	3,47%	A equipe de validação verificou o cálculo na planilha do CMPC /21/ e o considerou exato. Além disso, a equipe da PJR CES comparou esse cálculo com outras publicações que discutem o custo de capital de empresas no setor elétrico brasileiro /84//85/ e considerou o valor obtido para Kd pelos PPs como sendo conservador e adequado ao contexto da atividade do projeto e do cálculo do benchmark.

Ke é o custo do capital próprio e representa a taxa de retorno para investimentos de capital próprio, e foi estimado pela equação:

$$Ke = ((1+(Rf + \beta \cdot Rm + Rc))/(1+\pi'))-1$$

O custo do capital próprio (**Ke**) foi determinado considerando dados dos EUA disponíveis ao público, a fim de determinar a taxa livre de risco (**Rf**), a inflação prevista dos EUA (**I**) e o prêmio de risco do capital próprio (**Rm**) no momento da decisão de investimento do projeto. Considerando que a atividade de projeto proposta localiza-se no Brasil e gerará eletricidade, os participantes do projeto customizaram esses parâmetros aplicando o prêmio estimado do risco-país (**Rc**) e o risco setorial (**β**) do setor energético.

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

Parâmetro	Valor	Justificativa / Meio de validação
(Rf) Taxa livre de risco	4,67%	Corresponde à média de um ano de títulos de longo prazo (30 anos) com base nos títulos do Tesouro dos EUA, que são ativos de longo prazo de um mercado maduro. A equipe de validação confirmou que o cálculo fornecido para a taxa livre de risco (de 13 de junho de 2007 a 12 de junho de 2008) na planilha do CMPC, Planilha “T. Notes”) /21/ está correto e é aplicável no momento da decisão de investimento e também fez uma verificação cruzada com os valores fornecidos no website do Federal Reserve dos EUA /89/. Considerando a vida útil operacional do projeto e as volatilidades historicamente baixas dos títulos do tesouro norte-americano, a PJR CES considerará razoável e apropriado um período de um ano da taxa de títulos de longo prazo (30 anos) antes da data de decisão de investimento para estimar a taxa livre de risco para o contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.
(Rm) Prêmio de risco do capital próprio	6,42%	O prêmio do mercado é estimado com base na diferença histórica entre os retornos das S&P 500 e os retornos dos títulos dos EUA de longo prazo. O spread sobre a taxa livre de riscos é a média da

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		diferença entre esses retornos. A equipe de validação confirmou que o cálculo fornecido para o prêmio do risco de capital próprio (de 1928 a 2007) na planilha do CMPC, planilha "Returns by year") /21/ para ações (11,69%) menos T-Bonds (5,26%) está correto e é aplicável no momento da decisão do investimento e também foi feita uma verificação cruzada com os valores fornecidos no website de Damodaran /90/. A adoção de um período abrangendo 79 anos fornece um número mais consistente, dado que a volatilidade nas ações é alta e, portanto, um período maior é melhor para obter uma média mais exata, razoável e adequada para o contexto da atividade do projeto. Portanto, a PJR CES considera que a determinação do prêmio de risco de capital próprio pelo PPs está correta e é adequada para o contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.
(Rc) Estimativa do prêmio pelo risco país	3,67%	O prêmio de risco país do Brasil usa o JPMorgan Emerging Markets Bond Index Plus (EMBI+) como benchmark de dívida líquida em dólares norte-americanos para mercados emergentes, que monitora os retornos totais para instrumentos de dívida externa negociados ativamente nos mercados emergentes. A equipe de validação confirmou que o cálculo apresentado para o prêmio pelo risco país como a média dos 5 últimos anos (de 13 de junho de 2003 a 12 de junho de 2008) na planilha do CMPC, Guia "EMBI+") /21/ está correto e é aplicável no momento da decisão de investimento e também foi feita uma verificação cruzada com os valores fornecidos pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) /92/. Portanto, a PJRCES considera que a determinação do prêmio de risco país feita pelos PPs está correta e é adequada para a atividade de projeto e para o contexto de cálculo do benchmark.
(β) Risco setorial	1,34	O valor de beta (β) é derivado da correlação entre os retornos de empresas dos EUA do setor de energia e o desempenho dos retornos no mercado dos EUA. O valor de beta foi ajustado à alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo tanto riscos estruturais como financeiros. A equipe de validação confirmou que o cálculo fornecido para o risco setorial usando um valor médio de 0,81 (beta não alavancado) das empresas de energia dos EUA e alavancado, usando a razão média de dívida/capital próprio do mercado (50/50), que é comum para o setor industrial no Brasil e o imposto de renda de 34%, como demonstrado na planilha de CMPC, guia "Beta US") /21/ está correto e é aplicável no momento da decisão de investimento. A equipe de validação também fez uma verificação cruzada dos valores de beta com os valores fornecidos no website de Damodaran /90/.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		Portanto, a PJRCES considera que a determinação do risco setorial após os impostos feita pelos PPs está correta e é adequada para a atividade de projeto e para o contexto de cálculo do benchmark.
(I) Inflação norte-americana esperada	2,02%	Corresponde à média de um ano dos títulos do tesouro dos EUA (4,18%) menos TYPST 10 também dos EUA (2,17%). A equipe de validação confirmou que o cálculo fornecido para a inflação esperada dos EUA (de 13 de junho de 2007 a 11 de junho de 2008) na planilha do CMPC, Guia "T. Notes" /21/ está correto e é aplicável no momento da decisão de investimento. A equipe de validação também fez uma verificação cruzada com os valores fornecidos no website do Federal Reserve dos EUA /89/. Considerando a vida útil operacional do projeto e as volatilidades historicamente baixas dos títulos do tesouro norte-americano, a PJR CES considerará razoável e apropriado um período de um ano da taxa de títulos de longo prazo (10 anos) antes da data de decisão de investimento para estimar a inflação dos EUA para o contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.
Custo do capital próprio com o risco país brasileiro (a.a.) – Ke	14,62%	A equipe de validação verificou o cálculo na planilha do CMPC /21/ e o considerou exato. Além disso, a equipe da PJR CES comparou esse cálculo com outras publicações que discutem o custo de capital de empresas no setor elétrico brasileiro /84//85/ e considerou o valor obtido para Ke pelos PPs como sendo conservador e adequado no contexto da atividade do projeto e do cálculo do benchmark.

Parecer:

Com base nas informações acima, a PJR CES confirma que o cálculo desse benchmark é exato e razoável para a atividade de projeto proposta.

B. PARÂMETROS DE ENTRADA

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

A validação de parâmetros principais de entrada determinada para a análise financeira pela PJRCES está apresentado abaixo:

Parâmetro	Valor	Justificativa / Meio de validação
Capacidade instalada	3.150,4 MW	A equipe de validação confirmou a capacidade instalada informada no DCP /20/ e na planilha da TIR (Planilha "FCF") /22/ com o valor fornecido na versão mais recente do Projeto Básico Consolidado /15/ aprovado pela Portaria MME nº 293/14/ e fez também uma verificação cruzada das informações com o Despacho ANEEL nº 3.115 /76/ e com

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

		o contrato de concessão entre o MME e a MESA /16/. Portanto, a PJR CES considera a capacidade instalada do projeto proposto adequada e confiável.
Energia assegurada	2.218 MW _{méd}	A equipe de validação confirmou a energia assegurada revisada informada no DCP /20/ e na planilha da TIR (Planilha "FCF") /22/ com o valor fornecido na versão mais recente aprovada da Portaria MME nº 293/14/, que irá gerar uma potência anual bruta de 19.429.680 MWh (2.218 MW * 8.760 h). A equipe de avaliação também fez uma verificação cruzada das informações com o contrato de concessão entre o MME e a MESA /16/. Portanto, a PJR CES considera a energia assegurada do projeto proposto adequada e confiável.
Preço no ACR	R\$ 78,87	A tarifa de eletricidade é fixada no CCVE a partir da Nota de Resultado da ANEEL para o Leilão nº 05/2007/94/ para 70% da energia assegurada do leilão para a UHE Santo Antônio, ou seja, 1552,6 MW _{méd} (2.218 MW x 70%) serão comercializados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) durante um período de 30 anos (iniciando em 15 de dezembro de 2011 de acordo com o novo cronograma da 2ª alteração do contrato de concessão /16/). A equipe de validação confirmou a energia assegurada revisada informada no DCP /20/ e na planilha da TIR (Planilha "FCF") /22/ com o valor fornecido pela CCEE relativo ao resultado do 5º Leilão de Energia Nova /94/ e fez também uma verificação cruzada das informações com uma publicação do BNDES que fornece uma análise da sistemática e dos resultados da Leilão de Energia Nova /121/. Portanto, a PJR CES considera o preço no ACR do projeto proposto adequado e confiável.
Preço no ACL	R\$ 135,00	A tarifa de eletricidade da energia restante gerada pela UHE Santo Antônio, que pode ser comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL), ou seja, 665,4 MW _{méd} (energia assegurada: 2.218 MW _{méd} menos os 1552,6 MW _{méd} que serão comercializados no ACR). A equipe de validação confirmou a energia assegurada revisada informada no DCP /20/ e na planilha da TIR (Planilha "FCF") /22/ com o valor fornecido na apresentação de solicitação de financiamento enviada ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social /31/ e fez também uma verificação cruzada com os dois estudos elaborados por empresas de consultoria renomadas do setor de energia:

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		um elaborado pela PSR ("Preços futuros da energia elétrica, 2007) indicando preços no ACL entre R\$ 136 e 140 /122/; o 2º da Andrade & Canellas ("Status do Mercado Brasileiro") demonstrando que os preços em 2010 e 2011 variaram entre R\$ 110 e 130 /123/. Portanto, a PJR CES considera o preço no ACL (R\$ 135,00) do projeto proposto adequado e conservador para a análise de investimentos.
Perdas na transmissão	2,38%	A equipe de validação confirmou as perdas de transmissão da rede do SIN relatadas no DCP /20/ e na planilha da TIR (Planilha "FCF") /22/ com o cálculo fornecido na planilha "Perdas de Transmissão - UHE Santo Antônio" /12/ como uma média de 3 anos (de 2005 a 2007) das perdas da rede relatadas pela CCEE. A equipe da PJR CES fez uma verificação cruzada das informações com os Relatórios Anuais da CCEE dos anos de 2005, 2006 e 2007 /93/. Sendo assim, a PJR CES considera as perdas de transmissão calculadas para o do projeto proposto como apropriadas e confiáveis.
Consumo interno	0,00%	Devido à falta de evidência, os PPs consideraram zero por cento como o consumo interno de eletricidade da UHE Santo Antônio. A equipe de validação confirmou o valor do consumo interno relatado no DCP /25/ e na planilha da TIR (Planilha "FCF") /22/. Tendo em vista o valor conservador do consumo interno para fins de análise de investimentos, ou seja, aumentaria a TIR do projeto para ser comparada com o benchmark, a PJR CES considera este valor razoável e apropriado.
CAPEX	R\$ 12.125.212.000	A equipe de validação verificou os custos de investimento no DCP /20/ e na planilha da TIR (Planilha "Inv" e Planilha "Payment Schedule") /22/ com os valores fornecidos no contrato EPC /10/ e a apresentação de solicitação de financiamento enviada ao BNDES pela MESA /31/, confirmando que são adequados para o momento da decisão de investimento. A equipe de validação também fez uma verificação cruzada do valor do CAPEX com o 4o Balanço do PAC2 /101/ (o último disponível no momento da validação), que é publicado trimestralmente pelo governo brasileiro, informando o status dos principais projetos de infraestrutura em construção, incluindo a UHE Santo Antônio e outras usinas hidrelétricas (UHE) novas e de grande porte no Brasil. O Relatório do PAC forneceu a previsão de investimento

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		atualizada para a UHE Santo Antônio, que atualmente representa R\$ 16 bilhões; portanto, quase 25% maior que o CAPEX estimado no momento da análise de investimento (R\$ 12,125 bilhões) para o projeto proposto. Além disso, a equipe de avaliação fez a verificação cruzada do CAPEX com a publicação da IRENA (Agência Internacional de Energia Renovável) /124/, que informa que os custos instalados totais para projetos de energia hidrelétrica de grande escala variam normalmente de um valor inferior de US\$ 1.000/kW a cerca de US\$ 3.500/kW e considerou o CAPEX da UHE Santo Antônio como sendo US\$ 2.095 [R\$ 12.125.212.762 ÷ 3.150.400 kW ÷ 1,8375 (taxa de câmbio de R\$/US\$ em 2008) /113/], que está dentro dessa faixa. Sendo assim, a PJRCES confirma que o CAPEX usado para o projeto proposto é confiável e razoável.
OPEX (média)	R\$ 583.141.634/ano	Refere-se aos custos totais de operação, que incluem os custos de O&M, as despesas gerais administrativas e os tributos determinados pela ANEEL (Base da CCEE; TAR; Royalties; Seguro; TUST; P&D; TFSEE; UBP e ONS). A equipe de validação confirmou os custos totais de operação calculados na planilha da TIR (Planilha "FCF") /22/, validando cada um dos parâmetros de entrada, como apresentado em mais detalhes nessa tabela. A equipe da PJR CES também fez uma verificação cruzada dos custos do OPEX por MWh da UHE Santo Antônio (R\$ 583.141.634 ÷ 19.429.680 MWh ÷ 1,8375 (taxa de câmbio de R\$/US\$ em 2008 /113/ = US\$ 16,33/MWh) e considerou como estando dentro da faixa informada pela IEA (Agência Internacional de Energia) em 2010 para novas centrais hidrelétricas de grande porte (US\$ 0,05 a 20/MWh). Sendo assim, a PJR CES considera o OPEX para o projeto proposto adequado e razoável.
- O&M	R\$ 227.845,256/ano	Refere-se aos custos de operação e manutenção da UHE Santo Antônio. A equipe de validação confirmou o valor de O&M na planilha da TIR (Planilha "FCF") /22/ com os valores fornecidos no pré-contrato de O&M /15/, que fixa os custos de O&M nos primeiros 10 anos. Considerando que os PPs aplicaram o mesmo valor para os outros anos do período de avaliação sem ajuste e considerando que, em geral, os custos de O&M aumentam ao longo dos anos, a PJR

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		CES confirma que o O&M é conservador e adequado para a atividade de projeto proposta.
- Despesas gerais administrativas	R\$ 30.654.167/ano	Refere-se às despesas administrativas não relacionadas à operação e manutenção da central hidrelétrica, que foram estimadas considerando a experiência do participante do projeto no momento da decisão de investimento do projeto, ou seja, em junho de 2008. A equipe de validação confirmou as despesas gerais administrativas na planilha da TIR (Planilha "FCF") /22/ com os valores fornecidos no DCP /20/. A equipe de validação fez uma verificação cruzada dessas informações com as despesas administrativas reais informadas no demonstrativo financeiro /99/, datado de 30 de junho de 2012, que foi auditado por uma entidade independente. Nesse relatório o valor real é (R\$ 52.359.000), ou seja, 42% maior que o usado na planilha da TIR. Portanto, a PJRCES considerou o valor usado na análise de investimentos (R\$ 30.654.000) adequado no momento da decisão de investimento e conservador.
- Tarifa da CCEE	R\$ 0,1237/MWh	Refere-se a uma contribuição compartilhada por todos os agentes da CCEE para pagar os custos operacionais e de investimento decorrentes das atividades da CCEE, onde os custos totais da CCEE são compartilhados de acordo com o artigo 12 do Decreto Federal nº 5.177 /96/ e com os procedimentos da CCEE para calcular a tarifa da CCEE (Contribuição associativa) /125/. A equipe de validação confirmou o valor da tarifa da CCEE informado no DCP /20/ e calculado na planilha da TIR /22/ e também comparado com os valores fornecidos no Orçamento da CCEE /56/ e no Relatório Anual da CCEE 2007 /93/. Portanto, a PJRCES considera a Tarifa da CCEE para o projeto proposto adequada para o momento da decisão de investimento e confiável.
- TAR - Tarifa Atualizada de Referência	R\$ 60,04/MWh	A Tarifa Atualizada de Referência é usada para calcular a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) cobrada de todas as centrais hidrelétricas no Brasil, de acordo com a Lei Federal nº 7.990/103/. A TAR é atualizada anualmente pela ANEEL. A equipe de validação confirmou o valor da TAR informado no DCP /20/ e na planilha da TIR /22/ e também fez uma verificação

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		cruzada com o valor fornecido na Resolução ANEEL nº 586/32/, que estabelece a TAR de 2008. Sendo assim, a PJRCES considera o valor da TAR do projeto proposto adequado e confiável.
- Royalties	6,75%	A porcentagem de royalties é o segundo parâmetro de entrada usado para calcular a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) cobrada de todas as centrais hidrelétricas no Brasil, de acordo com a Lei Federal no. 7.990 /103/. Os royalties são fixados em 6,75% pela ANEEL. A equipe de validação confirmou o valor dos royalties relatado no DCP /20/ e na planilha da TIR /22/ e também fez uma verificação cruzada com os valores fornecidos pelo Atlas da ANEEL, Capítulo 4 /33/. Sendo assim, a PJR CES considera os Royalties aplicados ao projeto proposto como apropriados e confiáveis.
- Seguro (% de ativos)	0,00%	Devido à falta de evidência, os PPs consideraram zero por cento de custo de ativos como seguro. A equipe de validação confirmou o valor do seguro relatado no DCP /20/ e na planilha da TIR /22/. Tendo em vista o valor conservador do consumo interno para fins de análise de investimentos, ou seja, aumentaria a TIR do projeto para ser comparada com o benchmark, a PJR CES considera este valor razoável e apropriado.
- TUST	BRL 12,975/kW/mês (2012)	Refere-se à tarifa de uso das linhas de transmissão de energia elétrica, que foi estabelecida pela ANEEL. A equipe de validação confirmou que os valores TUST relatados no CDP/20/ e calculados na planilha TIR/22/ e comparou com os valores apresentados na Resolução da ANEEL N°561 /34/, que fornece valores TUST para a UHE Santo Antônio para cada semestre de 01/01/2012 até 30/06/2012. Assim, a PJR CES considera que o valor TUST aplicado ao projeto proposto é apropriado e confiável.
- P&D -Pesquisa e Desenvolvimento	1%	Refere-se à tarifa imposta às empresas do setor de energia para o investimento em Pesquisa e Desenvolvimento, que correspondem a pelo menos 1% do lucro líquido de cada gerador de energia independente, como determinado pelo Artigo N°2 da Lei N°9.991/104/ A equipe de validação confirmou os valores de P&D relatados no DCP/20/ e na planilha da TIR/22/ e os comparou com os valores fornecidos pela Resolução da Aneel N°1.086 /34/. Sendo assim, a PJR CES considera os

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		custos de P&D aplicado ao projeto proposto como apropriado e confiável.
- UBP	R\$ 11.825.104,8	Refere-se à tarifa de uso de um bem público, que é determinada pela ANEEL. A equipe de validação confirmou o valor da UBP relatado no DCP/20/ e a planilha da TIR/22/ e o comparou com o valor dados no Edital 05/2007/13/ da ANEEL e no Contrato de Concessão/16/. Sendo assim, a PJRCES considera a UBP aplicada ao projeto proposto como apropriada e confiável.
- TFSEE	BRL 303,78/kW	Refere-se à taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica para a eletricidade cobrada pela ANEEL. A equipe de validação confirmou o valor da TFSEE relatado no DCP e a planilha da TIR e o comparou com o valor dados na Portaria da ANEEL N° 3.731/35/. Sendo assim, a PJRCES considera a TFSEE aplicada ao projeto proposto como apropriada e confiável.
- ONS	BRL 401.415/ano	Refere-se ao reembolso de parte dos custos de administração e operação do ONS aplicados aos agentes de geração, transmissão e distribuição, bem como a consumidores livres que estão interligados à rede nacional (SIN), como estabelecido pela Resolução da ANEEL N°. 328/97/. A equipe de validação confirmou o valor do ONS relatado no DCP/20/ e no cálculo apresentado na planilha da TIR (pasta de trabalho "ONS")/22/ e o comparou com os valores apresentados na Resolução da ANEEL N°. 328/97/; Saldo de Energia 2011/2007/; que reporta a capacidade instalada total no Brasil para o ano 2007/08; Resolução da ANEEL 772/2006/36/ e o ONS - Relatório de Verificação de Serviços e Encargos de Transmissão /37/. Sendo assim, a PJRCES considera a taxa do ONS aplicada ao projeto proposto como apropriada e confiável.
Depreciação	4% e 10%	A PJRCES verificou a taxa de depreciação de 10% (10 anos) aplicada para o equipamento e 4% (25 anos) aplicada para as instalações e o valor residual foi comparado com aquele relatado no DCP/20/ e o cálculo apresentado na planilha da TIR (pasta de trabalho "Inv")/22. Estas taxas de depreciação foram confirmadas com o website da Secretaria da Receita Federal do Brasil/115/ e através do Manual de Contabilidade da ANEEL/114/. Sendo assim, a PJRCES confirma que as taxas de depreciação e o valor residual aplicado na análise financeira
Valor residual	R\$ 2.791.528.979	

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		do projeto estão de acordo com as leis relevantes e normas de contabilidade.
Impostos:		
- IR	25%	A PJR CES confirmou que o regime tributário de Lucro Real é aplicável ao tipo de projeto e os valores do PIS/COFINS (corretamente aplicados à receitas brutas) e CSLL+IR (corretamente aplicados às receitas líquidas) foram comparados com aqueles relatados no DCP/20/ e no cálculo apresentado na planilha da TIR/22/. Estes impostos foram confirmados com o website da Secretaria da Receita Federal do Brasil/38//82/. Portanto, a PJRCES confirma que todos o impostos aplicados na análise financeira do projeto está de acordo com as leis e normas atuais relevantes e representam adequadamente a situação econômica do projeto.
- CSLL	9%	
- PIS	1,65%	
- COFINS	7,6%	

Concluindo, a PJRCES confirma que os cálculos da TIR do projeto foram apresentados em uma planilha/27/ de maneira transparente e que pode ser reproduzida. Os cálculos foram verificados e considerados corretos e as hipóteses usadas nos cálculos foram consideradas pela PJRCES como consistentes e aplicáveis no momento da decisão de investimento (Contrato de concessão de 13 de junho de 2008/16/).

Com base a competência setorial e local da PJRCES, a PJRCES é capaz de confirmar que os parâmetros de entrada usados na análise financeira são razoáveis, consistentes e representam adequadamente a situação econômica do projeto.

A TIR do projeto sem as receitas do MDL é 4,69%, confirmando que o projeto, na ausência dos benefícios do MDL e em comparação com o benchmark (9,05%), não é financeiramente atraente.

C. CÁLCULO E COMPARAÇÃO DOS INDICADORES FINANCEIROS (APLICA-SE SOMENTE À ANÁLISE COMPARATIVA DE INVESTIMENTOS/ ANÁLISE DE BENCHMARK)

Os cálculos de benchmark (WACC) e da TIR foram apresentados em duas planilhas distintas/21//22/. Os cálculos foram verificados e considerados corretos pela PJRCES. As hipóteses usadas nos cálculos foram consideradas corretas pela PJRCES. A TIR do projeto sem as receitas do MDL 4,69%, confirmando que o projeto, na ausência dos benefícios do MDL e comparado ao benchmark, não é financeiramente atraente.

D. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE (APLICA-SE SOMENTE À ANÁLISE COMPARATIVA DE INVESTIMENTOS/ANÁLISE DE BENCHMARK)

A análise de sensibilidade foi realizada para os parâmetros que provavelmente irão flutuar ao longo do tempo e contribuir para mais de 20% dos custos do projeto ou receitas totais atendendo às Diretrizes para a avaliação da análise do investimento/68/. Portanto, as

variações foram feitas alterando os seguintes parâmetros:

- Reduzindo as despesas de investimento (custos de investimento).
- Aumentando a receita do projeto (tarifa de eletricidade);
- Aumentando a geração de energia pela planta (geração de energia);

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

- Reduzindo o custo de operação (custos totais de operação)

Indicadores-chave	TIR com variação de 10%	Variação para atingir o benchmark de 9,05%
Valor original	4,69% (sem variação)	n.a
Custos de investimento	-10% seria 5,70%	-34,90%
Tarifa de eletricidade	+10% seria 5,86%	+46,20%
Geração de Energia	+10% seria 5,51%	+67,10%
Total de custos operacionais	-10% seria 5,16%	-117,00%

De acordo com a análise de sensibilidade apresentada, é demonstrado que a TIR de capital próprio permanece inferior ao benchmark em todos os cenários razoavelmente avaliados.

CAPEX

A TIR do projeto alcançará o benchmark de 9,05% se houver um decréscimo de 34,90% no total de investimentos. No entanto, tal diminuição não é realista no cenário real do projeto, uma vez que a estimativa de CAPEX atualmente revisada do PP é de R\$ 16 bilhões, ou seja, 25% maior do que a considerada anteriormente, no momento da decisão de investimento. Essa informação foi confirmada pela equipe de validação no 4º Balanço do PAC2/101/, que é publicado pelo governo brasileiro a cada trimestre, reportando o status dos principais projetos de infraestrutura em construção no Brasil, incluindo a UHE Santo Antônio. Esse fato também é reforçado pelos resultados da análise de documentos relacionados à estimativa de custos e cronogramas de construção nos países em desenvolvimento. Usando uma amostra de 125 projetos (59 termelétricas e 66 hidrelétricas), Bacon e Besant-Jones (1998)/116/ mostram que, embora a razão entre custo real e estimado possa ser menor que um (indicando um investimento real menor que o estimado), menos de 10% dos projetos analisados tiveram investimentos abaixo do previsto. Uma das conclusões do documento é que “os valores estimados tiveram uma tendência significativamente abaixo dos valores reais”.

Com base nas informações acima, a PRJCES confirma que é bastante improvável que ocorra uma redução de 34,90% nas despesas de investimento da atividade do projeto.

Tarifa de eletricidade

A TIR do projeto alcançará o benchmark de 9,05% se houver um aumento de 16,20% na receita total de vendas da eletricidade. No entanto, a tarifa de energia elétrica do projeto foi estabelecida pelo leilão de energia realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 10 de dezembro 2007/94 /. O valor da tarifa de eletricidade foi fixado em R\$ 78,87 por um período de 30 anos, que será comercializado no ambiente de contratação regulada (ACR). De acordo com o edital do leilão/13/, 70% do fornecimento de energia anual previsto para a rede no momento do leilão tinham que ser comercializados no ACR. A energia restante pode, assim, ser comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL), para o qual os PPs estimaram um preço de R\$ 135,00. Uma vez que a tarifa para o ACR é fixa, uma variação de +109% - ou seja, o preço no ACL deveria ser de R\$ 282,15 durante os 30 anos de operação da atividade do projeto para alcançar o benchmark - claramente não é um cenário plausível.

Assim, a PJRCES confirma que é altamente improvável que a receita total proveniente de vendas de eletricidade aumente 46,20%.

Geração de energia

A energia anual prevista fornecida à rede pelo projeto, de acordo com o estabelecido pelo Ministério das Minas e Energia (Decreto MME nº293/2007)/14/ é calculada com base em dados hidrográficos históricos de longo prazo (disponíveis desde a década de 1930) e, portanto, não é provável que a



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

energia anual média de longo prazo fornecida seja significativamente diferente do valor usado na análise financeira.

Além disso, as centrais hidrelétricas como a UHE Santo Antônio estão incluídos no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) criado pelo ONS com o objetivo de compartilhar e mitigar os riscos hidrográficos associados ao despacho centralizado e otimizar o sistema hidrotérmico. O objetivo é assegurar que todas as plantas que fazem parte do MRE recebam seus níveis de garantia física sem importar seu nível de geração de energia, contanto que a geração total do MRE não fique abaixo da garantia física total do sistema. Isso significa que o MRE realoca energia, transferindo o excedente daquelas que produzem além de sua garantia física para aquelas que geraram menos. Em outras palavras, a intenção do MRE é assegurar que todos os geradores comercializem a energia assegurada atribuída a eles, sem importar sua geração real de energia.

A realocação/transferência de energia entre hidrelétricas incorre no custo denominado “custo mínimo da água”, que tem como base uma tarifa de otimização determinada pela ANEEL para cobrir o custo progressivo incorrido na operação e manutenção da planta, o pagamento de uma taxa de compensação da tarifa financeira de recursos hidrográficos usados, que é calculada com base na quantia de energia gerada. Quando a energia atribuída de um gerador após ser realocada no MRE for maior que a contratada, o gerador tem o direito de vender esse excedente no mercado de curto prazo, ao valor momentâneo do PLD (diferença no preço de liquidação). O mesmo se aplica na situação oposta, na qual o gerador terá que comprar energia do mercado de curto prazo se não estiver em conformidade com suas obrigações contratuais (déficit na geração de energia). Como consequência, isso significa que se uma planta gerar mais energia e ela for realocada no MRE, a taxa de compensação que a planta recebe não gerará nenhuma receita adicional, apenas cobrirá o custo (O&M) de sua geração adicional.

Além disso, sendo a UHE Santo Antônio definida pela ANEEL como participante na distribuição das perdas que ocorrem na rede básica, essas perdas devem ser consideradas. De acordo com a regulamentação do setor, a UHE Santo Antônio tem permissão apenas para negociar uma quantidade de eletricidade já descontando essas perdas.

A atividade de projeto proposta tem a obrigação contratual de vender 70% de sua energia assegurada no mercado ACR a um preço fixo, determinado pelo leilão de energia, e o restante, menos as perdas, no mercado ACL.

Além disso, apesar de as alterações aprovadas no 2º Contrato de Aditamento/16/, datado de 23 de agosto de 2010, não terem sido consideradas no momento da decisão do investimento, de acordo com as Diretrizes na avaliação da análise de investimento/68/ não deve ser usada na análise de investimento para a finalidade de demonstrar adicionalidade, os PPs aplicaram o cronograma de implementação atualizados, onde o início da antecipação da operação comercial causaria um aumento na geração de eletricidade no período de 2011 a 2015, quando comparado ao estimado no Contrato de Concessão de 13 de junho de 2008. Consequentemente, a TIR do projeto variou de 4,69% para 5,71% (consulte a planilha da TIR, planilha "FCF_análise de sensibilidade")/22/, estando ainda abaixo do benchmark de 9,05%.

Com base no exposto acima, a PRJ CES confirma que um aumento consistente de 67,10% na energia anual média fornecida à rede a longo prazo definitivamente não é um cenário provável.

Total de custos operacionais

Os resultados da análise de sensibilidade mostram que se o Projeto sofreu uma redução de 117,00% dos custos operacionais da TIR do Projeto alcançaria um benchmark de 9,05%, ou seja, mesmo se os custos totais da operação forem zerados, o projeto ainda não alcançaria o benchmark.

Obviamente, este não é um cenário plausível, em particular se considerado que mais de 90% dos custos operacionais são devido a taxas ou tarifas já estabelecidas pelas resoluções da ANEEL ou calculados anualmente pelas entidades nacionais, onde os valores anuais têm aumentado constantemente com os anos.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Portanto, a PJR CES confirma que não se pode razoavelmente esperar nenhuma diminuição significativa dos custos de O&M.

E. CONCLUSÃO

A análise acima mostra claramente que só em circunstâncias muito irreais e altamente favoráveis seria possível que a TIR do projeto alcançasse o benchmark. A PJR CES conclui que a TIR é mais baixa que o benchmark devido a vários pressupostos realistas sobre os principais parâmetros de entrada e, portanto, o projeto não é financeiramente atraente.

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

De acordo com a "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" /62/, se a conclusão após a análise de sensibilidade é de que é improvável que a atividade de projeto do MDL proposta seja a mais atraente financeiramente/economicamente, os PPs devem prosseguir para o Passo 4 (análise da prática comum). Portanto, esta atividade de projeto não exige nenhuma análise de barreiras.

A. DETERMINAR SE AS BARREIRAS SÃO REAIS:

Não se aplica.

B. DETERMINAR SE AS BARREIRAS IMPEDEM A IMPLEMENTAÇÃO DA ATIVIDADE DE PROJETO, MAS NÃO A IMPLEMENTAÇÃO DE PELO MENOS UMA DAS ALTERNATIVAS POSSÍVEIS:

Não se aplica.

4.6.5 PASSO 04: ANÁLISE DA PRÁTICA COMUM (§128-§130)

Os PPs realizaram a análise da prática comum do projeto de acordo com a Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade, versão 6.0.0/62/, concluindo que a atividade de projeto do MDL corresponde à opção (b) do parágrafo 6, uma vez que consiste em uma troca da eletricidade da rede para a geração de eletricidade por uma central hidrelétrica.

Portanto, foi aplicada a abordagem em passos prevista no parágrafo 47 da "ferramenta de adicionalidade", que determina que uma atividade de projeto proposta é considerada uma 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 que 0,2; e
- $N_{all} - N_{diff}$ é maior que 3.

Os quatro passos da diretriz são aplicados da seguinte forma:

Passo 1: Calcular a faixa de geração aplicável como +/-50% da geração de projeto ou capacidade da atividade de projeto proposta.

Considerando que a atividade de projeto da central hidrelétrica Santo Antônio tem uma capacidade instalada de 3.150,4 MW e aplicando uma faixa de geração de +/-50%, apenas plantas com capacidade instalada entre 1.575,2 e 4.725,6 MW foram consideradas na análise.

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que apresentam a mesma geração ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável calculada no Passo 1, que a atividade de projeto proposta e que iniciaram a operação comercial antes da data de início do projeto. (N_{all} - Os projetos do MDL não devem ser incluídos).

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

A área geográfica aplicável é o país anfitrião (Brasil) e o limite são as centrais elétricas interligadas à rede nacional (SIN).

A análise foi originada do banco de dados da ANEEL /118/, resultando em 6 plantas interconectadas à SIN com capacidade instalada entre 1.575,2 e 4.725,6 MW, sendo todas elas plantas hidrelétricas,. Portanto, $N_{all} = 6$.

A tabela abaixo apresenta a identificação das plantas interligadas ao SIN que atendem ao critério de capacidade instalada:

Central	Capacidade instalada (MW)	Data de início da operação	Tipo
Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	1.676,0	1980	Central hidrelétrica
Ilha Solteira	3.444,0	1978	Central hidrelétrica
Itumbiara	2.082,0	1981	Central hidrelétrica
São Simão	1.710,0	1978	Central hidrelétrica
Paulo Afonso IV	2.462,4	1979	Central hidrelétrica
Xingó	3.162,0	1994	Central hidrelétrica

Portanto, existem 6 plantas interconectadas à SIN brasileiro na faixa determinada acima no Passo 1 (1.575,2 MW – 4.725,6 MW) que se tornou operacional antes da data de início do projeto, (13/06/08), portanto $N_{all} = 6$.

Passo 3: Nas plantas identificadas no Passo 2, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da aplicada na atividade do projeto proposta (N_{diff}).

Os PPs identificaram que as plantas identificadas no Passo 2 diferem da atividade do projeto proposta com relação ao item (d) Clima de investimento na data da decisão de investimento: (iv) Regulamentação legal, de acordo com o parágrafo 8 da Ferramenta de adicionalidade/62/.

Com base na experiência regional e setorial, a PJRCES é capaz de confirmar que em relação ao clima de investimento na data da decisão de investimento, mais especificamente para o marco regulatório, até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por empresas estatais. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência de capacidade de investimento do estado, o governo iniciou o processo de privatização. No entanto, no final do ano 2000, os resultados ainda eram modestos. Embora outras iniciativas com o objetivo de aumentar a geração de eletricidade no país foram tomadas entre 1990 e 2003; elas não atraíram novos investimentos suficientes para o setor.

Foi somente após a implementação do novo modelo para o mercado de eletricidade brasileiro sustentado pelas Leis nº 10.847/108/ e 10.848/109/, de 15 de março de 2004, e o Decreto nº 5.163/110/, de 30 de julho de 2004, que o mercado de eletricidade começou a ficar mais competitivo. Esse novo modelo definiu a criação de:

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

- Uma nova instituição responsável pelo planejamento de longo prazo do setor de energia (Empresa de Pesquisa Energética – EPE);
- Uma instituição para avaliar continuamente o fornecimento de energia elétrica (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE) e;
- Uma instituição para continuar a realização das atividades que estavam sob o cuidado do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), relacionadas à comercialização do sistema interligado de energia elétrica.

Considerando este novo marco regulatório, fica claro que o clima de investimento era totalmente diferente antes do novo modelo, portanto, é razoável considerar apenas projetos cujo processo de decisão aconteceu depois de março de 2004, por serem semelhantes ao Projeto de Energia Hidrelétrica Santo Antônio. No entanto, como mostra a tabela acima, nenhuma central hidrelétrica começou a operação depois de 2004 e antes da data de início da atividade do projeto (13/06/08).

Assim, considerando as explicações dadas acima, as 6 plantas começaram a operação antes de 2004 em um marco regulatório diferente e clima de investimento da UHE Santo Antônio, portanto $N_{diff} = 6$.

Passo 4: Calcular o fator $F = 1 - N_{diff}/N_{all}$ representativo da participação das plantas que utilizam tecnologia similar à usada na atividade do projeto proposta em todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade que a atividade do projeto proposta.

A partir dos resultados discutidos acima, temos:

$$N_{all} - N_{diff} = 6 - 6 = 0 < 3, \text{ e}$$

$$F = 1 - N_{diff} / N_{all} = 1 - 6/6 = 0 < 0,2$$

Parecer:

Com base nas informações acima e em seu conhecimento local e setorial, a PJRCES confirma que a atividade do projeto não é uma prática comum.

Como conclusão, está suficientemente demonstrado que o projeto não é um cenário provável e, portanto, que 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/20/ se baseia na ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão 13.0.0 incluindo as ferramentas aplicáveis ao aplicar um processo de duas etapas, como relatado abaixo:

A. AVALIAR A CONFORMIDADE DO PLANO DE MONITORAMENTO COM A METODOLOGIA APROVADA E FERRAMENTA(S) APLICÁVEL(S).

i. PARÂMETROS DETERMINADOS EX-ANTE

A PJR CES avaliou os pressupostos e fontes de dados dos parâmetros que não serão monitorados e permanecerão fixos através do período de obtenção de créditos.

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

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Parâmetro	Descrição:	Valor	Fontes de dados
W_{OM}	Ponderação do fator de emissão da margem de operação de projetos hidrelétricos	0,5	Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 2.2.1/63/
W_{BM}	Ponderação do fator de emissão da margem de construção de projetos hidrelétricos	0,5	Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 2.2.1/63/
$EF_{grid,BM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y	0,1404 tCO ₂ /MWh	CIMGC (AND brasileira/75/). Ano-base 2010/39/
Cap_{BL}	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto.	0,0 W	Conforme definição na metodologia ACM0002, versão 13.0.0/57/, para novas centrais elétricas
A_{BL}	Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio	0,0 m ²	Conforme definição na metodologia ACM0002, versão 13.0.0/57/, para novos reservatórios. /20//15//16//77//79/

O fator de emissão da margem combinada é determinado ex-post durante o monitoramento, com base nas informações atualizadas fornecidas pela AND brasileira. Os cálculos pormenorizados do fator de emissão da margem combinada estão descritos na seção 4.5.5 a seguir.

Os parâmetros são considerados corretos e de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 versão 13.0.0/57/ e a "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de energia elétrica", versão 2.2.1/63/.

A PJRCES pode confirmar que todos os parâmetros são adequados, aplicáveis à atividade do projeto e resultarão em uma estimativa conservadora das reduções de emissão.

ii. PARÂMETROS DETERMINADOS EX-POST

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

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Parâmetro	Descrição:	Valor aplicado no DCP	Fonte de dados/frequência de monitoramento
$EG_{facility}$	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano y	18.967.254 MWh/ano (quando totalmente operacional. Consulte o DCP/20/ Seção B.7.1 para implementação de fase)	<u>Fonte:</u> Medida com medidores de eletricidade bidirecionais - Principal e reserva (Precisão: 0,2%) localizados na subestação, que monitorarão: (i) A quantidade de eletricidade fornecida pela planta do projeto à rede, e (ii) A quantidade de eletricidade fornecida para a planta do projeto vinda da rede. <u>Frequência de monitoramento</u> A energia será medida continuamente, agregada a cada 15 minutos e será consolidada mensalmente. /40/. <u>Calibração:</u> A cada 2 anos /40/. <u>Verificação cruzada:</u> A geração de eletricidade pela planta publicada pela CCEE será usada para confirmar as informações dos participantes do projeto.
TEG_y	Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y	19.429.680 MWh/ano (quando totalmente operacional. Consulte o DCP/20/ Seção B.7.1 para implementação de fase)	<u>Fonte:</u> Medida com medidores de eletricidade - Principal e reserva (Exatidão: 0,5%-0,2%) localizados no local na central hidrelétrica que irá monitorar a quantidade de eletricidade gerada pela usina hidrelétrica. <u>Frequência de monitoramento</u> A energia será medida continuamente, agregada a cada 15 minutos e será consolidada mensalmente. /40/. <u>Calibração:</u> a cada 2 anos /40/. <u>Verificação cruzada:</u> A geração de eletricidade pela planta publicada pela CCEE será usada para confirmar as informações dos participantes do projeto.
$EF_{grid,OM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação no ano y	0,4796 tCO ₂ /MWh	<u>Fonte:</u> A OM é calculada pela CIMGC (AND brasileira /75/), de acordo com a metodologia ACM0002 e com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", Opção (c): OM da análise dos dados de despacho. O fator de emissão é fornecido anualmente no website da CIMGC /39/. <u>Frequência de monitoramento</u> Anual.
Cap_{PJ}	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação o da atividade	3.150.400.000 W (quando totalmente operacional. Consulte o DCP/20/ Seção B.7.1 para	<u>Fonte:</u> Determinado com base em normas reconhecidas do PBC/15/ e aprovado pela ANEEL/76/. <u>Frequência de monitoramento</u> Anual.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

	do projeto.	implementação de fase)	
A_{PJ}	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação o da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.	354.400.000 m ²	<u>Fonte:</u> Determinado sob o nível de água máximo revisado de 70,5 m conforme relatado à ANEEL em 16 de junho de 2011/77/ e confirmado na Licença de Operação emitida pelo IBAMA/30/. <u>Frequência de monitoramento</u> Anual.

A PJRCES confirma que os parâmetros de monitoramento são considerados corretos e de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 versão 13.0.0/57/ e a 'Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de energia elétrica', versão 2.2.1" /63/.

Parecer:

A PJRCES confirma que a descrição do plano de monitoramento contém todos os parâmetros necessários, que eles estão descritos e que os meios de monitoramento descritos no plano do PDD/20/ estão em conformidade com os requisitos da ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, inclusive ferramenta(s) aplicável(is).

B. AVALIAR A IMPLEMENTAÇÃO DO PLANO DE MONITORAMENTO:

O monitoramento e registro dos parâmetros exigidos serão realizados por pessoal com o devido treinamento, que será gerido por um Gerente da SAESA.

Os detalhes dos dados a serem coletados, a frequência de registro dos dados e o seu formato, responsabilidades e autoridades pelo gerenciamento do projeto, procedimentos para o monitoramento e elaboração de relatórios, procedimentos de GQ/CQ, procedimentos para a calibração dos equipamentos de medição e procedimentos para treinamento e manutenção foram elaborados no plano de monitoramento descrito na seção B.7.3 do DCP **Versão 4.1 datada 17-10-2012**.

Será providenciado treinamento adequado ao pessoal relevante antes do começo do projeto. Também serão elaborados e executados procedimentos relevantes de gestão do projeto antes do início do projeto, conforme estabelecem os procedimentos oficiais aplicáveis do ONS, da ANEEL e da CCEE, tais como o sistema de medição para faturamento/40/.

Todos os dados de monitoramento serão arquivados durante o período de obtenção de créditos mais 2 anos, conforme a metodologia de monitoramento aprovada. Estes elementos também serão verificados em pormenor durante a verificação.

Parecer:

O participante do projeto foi entrevistado e foram observados durante a visita que os arranjos de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto. A



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

partir da discussão acima, conclui-se que o PP tem capacidade suficiente para implementar o plano de monitoramento.

C. CONCLUSÃO

Seguindo as exigências do parágrafo 132 da CDM-PVV/59/, depois de analisar as evidências fornecidas pelos PPs e confirmá-las em relação a documentos públicos, entrevistando os atores durante a visita ao local e com base na experiência setorial da equipe de validação, a PJR CES é capaz para confirmar que:

(a) O plano de monitoramento está em total conformidade com as exigências da metodologia de monitoramento aplicada ACM0002, versão 13.0.0;

(b) As disposições de monitoramento descritas no DCP são viáveis e adequadas à concepção do projeto, e;

Os PPs são capazes de implementar o plano de monitoramento. O foco deverá ser colocado na verificação de que todos os indicadores relevantes para o controle e reporte do desempenho do projeto foram incorporados ao plano de monitoramento.

4.8 IMPACTOS AMBIENTAIS (§134-§137)

De acordo com a empresa reguladora ambiental brasileira, os projetos de energia hidrelétrica devem elaborar um Estudo de Impacto Ambiental e o correspondente Relatório de Impacto Ambiental e disponibilizá-los ao público antes de utilizar os recursos naturais e de iniciar a construção do projeto. A aprovação deste estudo vem com a emissão das licenças ambientais (Licença Preliminar – LP; Licença de Instalação – LI e Licença de Operação – LO), que, para este projeto, ficam a cargo do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

A UHE Santo Antônio recebeu todas as licenças necessárias ao estágio atual, conforme abaixo:

- LP N° 251/2007, emitida em 09 de julho de 2007 e válida até 8 de julho de 2009/28/.
- LI N° 540/2008, emitida em 18 de agosto de 2008 e válida até 17 de agosto de 2012/29/.
- LO N° 1044/2011, emitida em 14 de setembro de 2011 e válida até 13 de setembro de 2015/30/.

Além disso, os PPs forneceram à equipe de validação o Estudo de Impacto Ambiental e o Relatório de Impacto Ambiental/11/ desenvolvido pelo proprietário do projeto e enviado ao IBAMA, que detalha os impactos ambientais da usina hidrelétrica das ações propostas para minimizar estes impactos, consistindo de 30 Programas de Ação de Mitigação/Monitoramento a serem executados desde a construção, incluindo a realocação da população afetada.

A PJR CES avaliou os estudos ambientais/79//11//25/ e as licenças/28//29//30/ durante a visita ao local e os conferiu na base de dados disponibilizada na Web/105/ pelo IBAMA e confirma que a atividade do projeto atende plenamente às normas ambientais brasileiras. Além disso, também se confirma que foram tomadas as medidas adequadas até o momento para se lidar com os impactos ambientais.

4.9 CONSULTA PÚBLICA LOCAL (§138-§140)

Conforme a Resolução no. 7 da AND brasileira, de 5 de março de 2008/106/, os atores locais devem ser informados sobre a atividade do projeto por cartas, o DCP em português deve estar

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

disponível na Internet para consulta e também deve ser disponibilizada uma declaração de como o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país para esses atores pelo menos 15 dias antes do início do processo de comentário público internacional.

No caso do Projeto de Energia Hidrelétrica UHE Santo Antônio, a resolução mencionada definiu a exigência dos seguintes atores locais:

- *Ministério Público Federal;*
- *Ministério Público do Estado de Rondônia;*
- *IBAMA*
- *Agência ambiental de Rondônia - SEDAM;*
- *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;*
- *Prefeitura de Porto Velho;*
- *Câmara Municipal de Porto Velho;*
- *Secretaria do Meio Ambiente de Porto Velho;*
- *Sindicato dos Trabalhadores Rurais do Município de Porto Velho;*

A equipe de validação verificou durante a visita ao local que as cartas/17//18/ foram enviadas a todos os atores exigidos e que a versão em português do DCP está disponível no website:

<https://sites.google.com/site/consultadcp/projeto-uhe-santo-antônio>

A versão em português do DCP se encontrava disponível no website mencionado acima em 23 de dezembro de 2011.

Ambos (cartas-convite e website com a versão em português do DCP Versão 1.1 datada de 27-10-2011) cumpriram o limite do prazo estabelecido de 15 dias antes do início do processo de consulta pública internacional.

Com relação ao processo de comentário público internacional, nenhum comentário foi recebido.

A PJR CES analisou as cartas convite e considera que a consulta pública local foi realizada adequadamente e seguiu os requisitos locais.

5. EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO ESPECÍFICAS

5.1 ATIVIDADE DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA – ELEGIBILIDADE (§150-§153)

Não se aplica.

5.2 DESAGRUPAMENTO (§154-§157)

Não se aplica.

5.3 ADICIONALIDADE (§158-§161)

Não se aplica.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

6. PARECER DA VALIDAÇÃO

A Perry Johnson Registrars Carbon Emissions Services, Inc (PJRCES) realizou a validação do "Projeto da Usina Hidrelétrica Santo Antônio". A validação foi realizada com base nos critérios da UNFCCC para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e nos critérios do país anfitrião, assim como nos critérios fornecidos para assegurar a consistência das operações, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto.

A análise do documento de concepção do projeto e as entrevistas de acompanhamento subsequentes forneceram à DOE evidências suficientes para determinar o atendimento dos critérios estabelecidos.

O país anfitrião é o Brasil e não foi identificado nenhum país do Anexo I. Uma vez que a CA é emitida, a PJRCES irá atualizar o relatório de validação para refletir o recebimento da carta de aprovação com as Partes envolvidas no projeto cumprindo os critérios para a participação no MDL e a confirmação da AND da Parte anfitriã de que o projeto auxilia na obtenção do desenvolvimento sustentável.

O projeto aplica corretamente a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento "ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 13.0.0. O projeto envolve a geração de energia renovável pela geração de energia hidrelétrica. O projeto causa reduções de emissões de CO₂ que são efetivas, mensuráveis e trazem benefícios de longo prazo para mitigar as mudanças de clima. Fica demonstrado que o projeto não é um cenário de linha de base provável. As reduções de emissões atribuíveis ao projeto são, assim, adicionais a qualquer outra que ocorreria na ausência da atividade do projeto.

As reduções de emissões totais do projeto são estimadas como sendo, em média, 4.015.196 tCO₂e por ano ao longo do período de obtenção de créditos fixo selecionado de 10 anos. A previsão de redução de emissões foi confirmada e considera-se provável que a quantidade declarada seja alcançada, desde que as hipóteses subjacentes não se alterem.

Foram implementados os procedimentos de treinamento e monitoramento adequados.

Em resumo, o parecer da PJRCES é de que a atividade de projeto da "Central Hidrelétrica de Santo Antônio", como descrito no DCP **Versão 4.1 datada de 17-10-2012**, atende a todas as exigências relevantes da UNFCCC para o MDL e todos os critérios relevantes para o país anfitrião e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis e dessa forma, solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto do MDL.

Assinado em nome da Entidade Operacional Designada pelo signatário autorizado

Bilal Anwar

13 de dezembro de 2012

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

7. REFERÊNCIAS

Documentos fornecidos pelos participantes do projeto

/1/	DCP do processo de comentário público internacional - Projeto de Energia Hidrelétrica Santo Antônio, versão 01.1, datada de 27 de outubro de 2011 (arquivo: "UHE Sto Antônio-PDD-v.12.01.30-GSP")
/2/	Apêndice 1 do processo de comentário público internacional - Planilha de investimentos com cálculo do CMPC, de 24 de outubro de 2011 (arquivo: "UHE Sto Antônio-PDD-App 1-WACC calculation 2007-11.10.24")
/3/	Apêndice 2 do processo de comentário público internacional - Cálculo da TIR, de 24 de outubro de 2011 (arquivo: "UHE Sto Antônio-PDD-App 2-IRR calculation-11.10.24")
/4/	Apêndice 3 do processo de comentário público internacional - Planilha de cálculo de RCE e FE, de 28 de outubro de 2011 (arquivo: "UHE Sto Antônio-PDD-App 3-CER & EF calculation-11.10.28")
/5/	Consideração prévia do MDL: formulário enviado à UNFCCC datado de 25 de agosto de 2009, páginas 3-5 (arquivo: "Prior Consideration UNFCCC CIMGC")
/6/	Consideração anterior do MDL: UNFCCC confirma a recepção em 18 de setembro de 2009, páginas 7-9 (arquivo: "Prior Consideration UNFCCC CIMGC")
/7/	Consideração prévia do MDL: formulário enviado à AND brasileira datado de 25 de agosto de 2009, página 2. (arquivo: "Prior Consideration UNFCCC CIMGC")
/8/	Consideração prévia do MDL: formulário enviado à AND datado de 25 de agosto de 2009, página 1 (arquivo: "Prior Consideration UNFCCC CIMGC")
/9/	Consideração anterior do MDL: A AND brasileira confirmou a recepção datada de 10 de setembro de 2009, página 6 (arquivo: "Prior Consideration UNFCCC CIMGC")
/10/	Contrato EPC assinado entre a MESA (proprietário) e o Consórcio EPCISTA (consórcio de construção liderado pela Construtora Norberto Odebrecht S.A.), datado de 17 de dezembro de 2007 (arquivos: "EPC" e "EPC-Anexo 19 2")
/11/	Estudo de Impacto Ambiental concluído em maio de 2005 (arquivos: "EIA-TOMO A Volume 1-1-Capa"; "EIA-TOMO A Volume 1-1-Texto"; "EIA-Estrutura do EIA"; "EIA pg VII-3 Tomo A Volume I"; "UHEs Santo Antônio e Jirau-2005-RIMA-texto")
/12/	Perdas de transmissão da rede do SIN - Planilha com cálculos fornecida pelos PPs (arquivo: "UHE Santo Antônio Perdas de Transmissão")
/13/	Edital da ANEEL para o leilão nº 05/2007, de 30 outubro de 2007, com as regras finais para o leilão a ser realizado em 10 de dezembro de 2007 (arquivo: "Edital Leilão nº 5_2007"; "Edital Leilão nº 5_2007_Anexo V"; "ANEEL - leilao uhe santo antônio - edital (30out07)")
/14/	Ministério de Minas e Energia (MME) – Portaria nº 293, datada de 22 de outubro, aprovando a empresa de energia a leiloar para a UHE Santo Antônio (arquivo: "Portaria MME 293 22.10.2007")
/15/	Projeto Básico Consolidado Final da UHE Santo Antônio, datado de abril de 2009, elaborado em conjunto pelas empresas de engenharia: Intertechne Consultores SA e PCE – Projetos e Consultoria de Engenharia (arquivos: "PJ0686-C-R00-GR-RL-001-0_Indice"; "PJ0686-C-R00-GR-RL-001-0_Descrição das Estruturas do Aproveitamento"; "PJ0686-C-R00-GR-RL-001-0_Equipamentos e Sistemas Elétricos")
/16/	Contrato de concessão e aditivos ao contrato entre a MME e a MESA permitindo e regulando o uso dos recursos hidrológicos do rio Madeira para geração de energia conectada ao SIN da UHE Santo Antônio, datado de 13 de junho de 2008 (arquivo: "ANEEL - Contrato Concessao UHE Sto Antônio (13jun08)"; "ANEEL - Contrato Concessao UHE Sto Antônio 1TA (01dez08)"; "ANEEL - Contrato Concessao UHE Sto Antônio 2TA (23ago10)"; "ANEEL-2011-3º TA Contrato de Concessao UHE Sto Antônio Cota"; "UHE Santo Antônio Capacity").
/17/	Consulta pública local: Carta-convite enviada aos atores locais, de 05 de dezembro de 2011 (arquivo: "CCC pdf")

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

/18/	Consulta pública local: Recibo dos Correios confirmando o envio das cartas aos atores locais (arquivo: "ARs UHE Santo Antônio")
/19/	Consulta pública local: carta do Ministério Público Federal, datada de 05 de janeiro de 2012, confirmando o recebimento, mas não fornecendo comentário (arquivo: "UHE Santo Antônio Comentário MPF 2012 01 10")
/20/	DCP final - Projeto de Energia Hidrelétrica Santo Antônio, versão 4.1, datada de 17 de outubro de 2011 (arquivo: "UHE Sto Antônio-PDD-12 10 17")
/21/	Apêndice 1 Final - Planilha de investimentos com cálculo do CMPC, de 03 de outubro de 2012 (arquivo: "UHE Sto Antônio-PDD-App 2-IRR-12.10.03")
/22/	Apêndice 2 Final - Cálculo da TIR, de 17 de outubro de 2012 (arquivo: "UHE Sto Antônio-PDD-App 2-IRR-12.10.17")
/23/	Apêndice 3 do processo de comentário público internacional - Planilha de cálculo de RCE e FE, de 28 de outubro de 2011 (arquivo: "UHE Sto Antônio-PDD-App 3-CER-12.08.28")
/24/	Apêndice 4 Final – Comentários públicos, de 28 de agosto de 2012 (arquivo "UHE Sto Antônio-PDD-App 4-Public comments-12.08.28")
/25/	Resumo das Atividades Ambientais e Sociais relacionadas à implementação de usinas hidrelétricas (Jirau e Santo Antônio) no Rio Madeira, datado de 2007 (arquivo: "Odebrecht-Projeto Rio Madeira Destaque 2007")
/26/	Estudo econômico do Brasil da OCDE 2005: Normas do setor elétrico (arquivo: "OECD - Regulation of Electricity Sector - Brazil 2005")
/27/	Modalidades de Comunicação – de 21 de agosto de 2012 (arquivo: "MoC Santo Antônio")
/28/	Licença Ambiental emitida pelo IBAMA: Licença Prévia 251/2007, datada de 9 de julho de 2007 (arquivo: "IBAMA-07.07.09-LP Santo Antônio")
/29/	Licença Ambiental emitida pelo IBAMA: Licença de Instalação 540/2008 (retificada), datada de 18 de agosto de 2008 (arquivo: "IBAMA-08.08.18-LI Santo Antônio")
/30/	Licença Ambiental emitida pelo IBAMA: Licença de Operação 1044/2011, datada de 14 de setembro de 2011 (arquivo: "IBAMA-2011.09.14-LO Santo Antônio")
/31/	Apresentação da solicitação de financiamento entregue ao BNDES pela MESA, datada de 14 de janeiro de 2008 (arquivo: "08.01-BNDES140108 Sto Antônio")
/32/	Resolução ANEEL nº 586, de 11 de dezembro de 2007. (arquivo: "ANEEL - Resolucao Homologatoria No 586 (11Dez07) – TAR")
/33/	ANEEL – ATLAS – Capítulo 4: Energia hidráulica – 4.11 – Compensação financeira e royalties. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_11.htm Acessado em agosto de 2012.
/34/	Resolução ANEEL nº 561, de 30 de outubro de 2007 (arquivo: "ANEEL_Resolução nr. 561 30.10.2007 - TUST")
/35/	Despacho ANEEL nº 3.731, de 27 de dezembro de 2007 (arquivo: "ANEEL - Despacho No 3731 (27Dez07) – TFSEE")
/36/	Resolução Autorizativa ANEEL nº 772/2006, de 19 de dezembro de 2006 (arquivo: "ANEEL - Resolução Autorizativa no 772 - 2006 (19dez06)")
/37/	ONS - Relatório da Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão, de 2008 (arquivo: "ONS Relatório de Apuracao de Servicos e Encargos de Transmissao 2008")
/38/	Secretaria da Receita Federal – Impostos: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) Disponível em: http://www.receita.fazenda.gov.br/principal/Ingles/SistemaTributarioBR/Taxes.htm Acessado em outubro de 2012.
/39/	CIMGC (AND brasileira) - Fatores de emissão de CO2 para geração de eletricidade no Brasil para o MDL. Ano-base 2010. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html
/40/	ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimento da rede – Módulo 12: Medição para faturamento:

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

	- Submódulo 12.2: Instalação do sistema de medição para faturamento. - Submódulo 12.3: Manutenção do sistema de medição para faturamento. Disponível em: http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx. baixado em outubro de 2012.
/41/	Esparta, A.R.J. (2008). Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: A experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura. Tese de PhD. Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, p. 42-43 Disponível em: http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29042008-160752/pt-br.php baixada em outubro de 2012).
/42/	MME:EPE (2006). Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015. Ministério de Minas e Energia (MME); colaboração da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), páginas 74, 314, 324. Disponível em: http://portal2.tcu.gov.br/portal/pls/portal/docs/2062402.PDF baixado em outubro de 2012.
/43/	Website da Santo Antônio Energia S.A.(SAESA). Disponível em: http://www.santoantonienergia.com.br/site/portal_mesa/pt/home/home.aspx Acessado em outubro de 2012. Membros do conselho (arquivo: "Diretoria Santo Antônio Energia S.A. (18out12)")
/44/	Procuração Registrada da Santo Antônio S.A., indicando o ponto focal autorizado para projetos de MDL, datado de 08 de agosto de 2012 (arquivo: "Santo Antônio Procuração")
/45/	ANEEL – Resolução Autorizativa No 1.573, datada de 23 de setembro de 2008, transferindo da MESA para a SAESA a concessão para explorar a UHE Santo Antônio (arquivo: "ANEEL - Resolucao Autorizativa No 1573 (23Set08)")
/46/	Proposta do Consultor do MDL – A proposta de Ecoinvest para a Oderbrecht S.A (parte interessada do proprietário do projeto) para desenvolver projeto de MDL para a usina hidrelétrica UHE, de 16 de abril de 2004 (arquivo: "Odebrecht - Proposta Ecoinvest 11.11.04 v2")
/47/	Proposta do Consultor do MDL – A proposta de Ecoenergy para a Oderbrecht S.A (parte interessada do proprietário do projeto) para desenvolver projeto de MDL para a usina hidrelétrica UHE, de 29 de novembro de 2004 (arquivo: "Proposta Ecoenergy para Odebrecht 11.29.04 MJ")
/48/	Consultor de Carbono do MDL – troca de e-mails entre a Ecoinvest e Oderbrecht S.A (parte interessada do proprietário do projeto) durante a negociação para desenvolver projeto de MDL para a usina hidrelétrica UHE Santo Antônio, de agosto de 2006 (arquivo: "RES Odebrecht (147 KB)")
/49/	Consultor de Carbono do MDL– Memorando do Escritório de Advocacia "Souza, Cescon Avedissina, Barriau e Flasch Advogados" em relação à taxa de carbono no Brasil, datado de 18 de abril de 2007 (arquivo: "07.04.18-SCBF Adv memo")
/50/	Carta de Empréstimo assinada entre a MESA e o BNDES, datada de 4 de março de 2009, em relação ao financiamento do projeto UHE Santo Antônio. arquivo: "BNDES (04mar09)")
/51/	Carbono e Financiamento – Apresentação do Banco Santander (Departamento de Serviços de Mudança do Clima) para o proprietário do projeto, datada de março de 2008, discutindo a estruturação de capital relacionado a créditos de carbono (arquivo: "08.03-Santander-Capital Structuring Odebr v2")
/52/	Consultor de Carbono do MDL – troca de e-mails entre a Ecopart e o proprietário do projeto durante a negociação para desenvolver projeto de MDL para a usina hidrelétrica UHE Santo Antônio, de maio de 2009 (arquivo: "07 09.05.05-AHE Santo Antônio reuniao ECOPART")
/53/	Consultor de Carbono do MDL – troca de e-mails entre a Ecopart e o proprietário do projeto durante a negociação para desenvolver projeto de MDL para a usina hidrelétrica UHE Santo Antônio, de junho de 2009 (arquivo: "09.06.04-EcoSecurities-creditos de

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

	carbono")
/54/	Consultor de Carbono do MDL – contrato assinado entre a EcoSecurities e SAESA para desenvolver projeto de MDL para a usina hidrelétrica UHE Santo Antônio, de 23 de abril de 2010 (arquivo: "10.04.23-Contrato EcoSecurities")
/55/	Contrato de O&M assinado entre MESA e Furnas Centrais Elétricas S.A., datado de 17 de dezembro de 2007, para operar a UHE Santo Antônio condicionado à obtenção do Contrato de Concessão e Licença Ambiental (arquivo: "Pré Contrato O&M UHE Sto Antônio ASSINADO")
/56/	CCEE – Minuta do conselho da 10ª Assembleia Geral Ordinária, datada de 28 de abril de 2009, que relata o orçamento da CCEE para os anos 2007 e 2008 (arquivo: "ATA AGO-00010-2009-04-28_orçamento CCEE")

Metodologias, ferramentas e outras orientações do Conselho Executivo do MDL

/57/	ACM0002 Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão 13.0.0 – EB 67 Anexo 13, de 11 de maio de 2012
/58/	Diretrizes para preencher o formulário do documento de concepção do projeto, versão 01.0 – EB 66, Anexo 8, de 02 de março de 2012.
/59/	Padrão de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, versão 2.0 - EB65 Anexo 4, de 25 de novembro de 2011.
/60/	Glossário de termos do MDL, versão 06 – EB 66 Anexo 63, de 02 de março de 2012.
/61/	Diretrizes para a demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL, versão 04.0 - EB 62 Anexo 13, de 15 de julho de 2011.
/62/	Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade, versão 6.0.0 – EB 65 Anexo 21, de 25 de novembro de 2011.
/63/	Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 2.2.1 – EB 63 Anexo 19, de 29 de setembro de 2011.
/64/	Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade, versão 4.0.0 – EB 66 Anexo 48, de 02 de março de 2012.
/65/	Ferramenta para calcular as emissões de CO2 do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis, versão 2- EB 41 Anexo 11, de 02 de agosto de 2008.
/66/	Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga das plantas, versão 01.0 - EB 48 Anexo 11, de 17 de julho de 2009.
/67/	Modalidades e procedimentos para um mecanismo de desenvolvimento limpo definidos no Artigo 12 do Protocolo de Quioto – Decisão 3/CMP.1, de 30 de novembro de 2005
/68/	Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos, versão 5.0 - EB 62 Anexo 5, de 15 de julho de 2011.
/69/	Esclarecimentos sobre a consideração das políticas nacionais e/ou setoriais ou circunstâncias em cenários da linha de base v.02 - EB 22 Anexo 3

Carta de Aprovação

/70/	Carta de Aprovação - CA da brasileira, de dd de mês de aaaa
------	---

Documentos usados pela PJRCES para validar/confirmar as informações fornecidas pelos participantes do projeto

/71/	Publicação da UNFCCC da consideração anterior, datada de 29 de setembro de 2009 http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html
/72/	processo de comentário público internacional: período de consulta e comentários. Disponível em: http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/S253ZCTBJU9LJ3VF72CS1J8SHY02PP/view.html , acessada outubro de 2012.
/73/	Avaliação do especialista técnico (arquivo: "Re - Avaliação técnica - UHE Santo Antônio (02out12)")

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

/74/	A Resolução nº 8, emitida pelo CIMGC em 26 de maio de 2008, delineou o sistema elétrico como sendo apenas um: O Sistema Interligado Nacional (SIN), para fins do MDL (arquivo: "Resolução de no. 8, de 26 de maio de 2008").
/75/	MCTI - CIMGC - website da AND brasileira. Disponível em: (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/77650.html)
/76/	Despacho ANEEL 3,115, de 21 de agosto de 2008 - aprovação do projeto básico consolidado (arquivo: "ANEEL Despacho 3115 21.08.2008")
/77/	ANEEL – Processo No 48500.001110/2011-45, datado de 14 abril de 2011 e carta-resposta para a ANEEL, datada de 16 de junho de 2011, relatando a mudança no projeto básico em relação ao nível de coluna de água para 70,5 m (arquivo: "ANEEL-2011.04.14-Info barragens (16jun11)").
/78/	Decreto do Governo Nacional, de 12 de junho de 2008, cedendo à MESA a exploração para geração de energia hidrelétrica na UHE Santo Antônio (arquivo: "Presidencia da Republica - Decreto 12 Junho 2008 (12jun08)")
/79/	Despacho da ANEEL No 817, de 16 de dezembro de 2002, aprovando os Estudos Finais a respeito do potencial Hidrográfico e Energético do Rio Madeira entre os municípios de Porto Velho e Abunã (arquivo: "Despacho ANEEL 817 16.12.2002")
/80/	Folha de Presença, de 16 de abril de 2012 (arquivo: "F-06.17 Attendance Sheet Santo Antônio (16Apr2012)")
/81/	Reunião de Abertura e Encerramento, de 16 de abril de 2012 (arquivo: "F-06.16 Opening Meeting Agenda Santo Antônio (16Apr2012)")
/82/	Instrução Normativa SRF no. 093 da Secretaria da Receita Federal do Brasil, de 24 de dezembro de 1997, que determina a contribuição social (CSLL) e o imposto de renda (IR) sobre o lucro líquido de pessoas jurídicas (arquivo: "Instrucao normativa SRF No 093 - IR & CSLL") Disponível em: http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/ant2001/1997/insrf09397.htm Acessado em outubro de 2012.
/83/	KPMG - Pesquisa sobre impostos corporativos e indiretos 2008 (arquivo: "KPMG - corporate and indirect tax rate survey 2008").
/84/	ISAE-FGV – Custo de capital de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) no contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, de novembro de 2010 (arquivo: "ISAE-FGV - WACC to SHPPs in the CDM context (nov2009)")
/85/	IPEA - Custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária, de abril de 2006 (arquivo: "IPEA - Custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária (abr06)")
/86/	Website do BNDES – Taxas de Juros de Longo Prazo (TJLP). Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html
/87/	Website do BNDES – BNDES Finem (projeto de financiamento para projetos de geração de energia). Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html Acessado em outubro de 2012.
/88/	Banco Central do Brasil – Metas de inflação no Brasil. Histórico de 1999 a 2014. Disponível em: http://www.bcb.gov.br/pec/metad/InflationTargetingTable.pdf Acessado em outubro de 2012.
/89/	U.S. Federal Reserve - Rendimento de títulos do Tesouro dos EUA de 30 anos; T. Notes de 10 anos; TIPS de 10 anos. Disponível em: http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm
/90/	Damodaran online – Dados atualizados - Conjuntos de dados- Dados históricos sobre ações, títulos e letras - EUA. Disponível em: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

/91/	Damodaran online – Dados atualizados – Informações de empresas individuais: US - 1/08, de janeiro de 2008. Disponível em: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
/92/	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea) – Banco de dados macroeconômicos – EMBI+. Disponível em: www.ipeadata.gov.br
/93/	CCEE- Relatório anual da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): - Relatório Anual da CCEE de 2005 (arquivo: “CCEE-2005-Relatorio_anual”); - Relatório Anual da CCEE de 2006 (arquivo: “CCEE-2006-Relatorio_anual”); - Relatório Anual da CCEE de 2007 (arquivo: “CCEE-2007-Relatorio_anual”);
/94/	ANEEL - Resultados do 5º Leilão de Energia Nova – ref. Edital ANEEL Nº 05/2007, de 10 de dezembro de 2007 (arquivo: “ANEEL_Resultado leilão UHE Santo Antônio”).
/95/	Tractebel Energia – GDF Suez. Apresentação: Cenários para o Preço Futuro da Energia, de novembro de 2010 (arquivo: “Cenarios_preco_investidores_arquivamento_CVM_Posterior - Tractebel Energia (nov10)”).
/96/	CCEE - Decreto Federal nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, artigo 12 (arquivo: “Decreto N 5177 - Artigo 12”). Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm
/97/	ANEEL - Resolução Autorizativa nº 328 – Operador do Sistema Elétrico Nacional, de 12 de agosto de 2004 (arquivo: “ANEEL - Resolucao No 328 - Estatuto ONS (12ago04)”).
/98/	EPE - MME – Anuário Estatístico de Energia Elétrica. Relatório Final, de 2011 – inclui dados de 2007 (arquivo: “EPE - Anuario Estatistico de Energia Eletrica (2011)”).
/99/	SAESA – Demonstrativo Financeiro Intermediário, de 30 de junho de 2012, auditado pela Pricewaterhouse Coopers - PWC (arquivo: “Balanço Financeiro”).
/100/	Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão - Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), de 23 de janeiro de 2007. Disponível em: http://www.pac.gov.br/ . Acessado em outubro de 2012
/101/	PAC2 - O círculo virtuoso do desenvolvimento. 4º Balanço jan./abr. 2012, de julho de 2012 (arquivo: “PAC 2 - 4o Balanco (Jul12)”).
/102/	OECD/AIE (Agência Internacional de Energia) – Fundamentos da Energia Renovável: Energia Hidrelétrica, de 2010 (arquivo: “IEA - Hydropower_Essentials (2010)”). Disponível em: http://www.iea.org/papers/2010/Hydropower_Essentials.pdf . Acessado em outubro de 2012.
/103/	Lei Federal nº 7.990 – Estabelece uma compensação financeira pelo uso de recursos naturais no Brasil, de 28 de dezembro de 1989 (arquivo: “Lei No 7990 (28dez89) – CFURH”).
/104/	Lei Federal no. 9.991 – Estabelece a quantia a ser investida em P&D e eficiência energética para empresas no setor de energia, de 24 de julho de 2000 (arquivo: “Lei 9991_24 julho 2000_P&D”).
/105/	Base de dados disponibilizada na Web pelo IBAMA. Disponível em: http://www.ibama.gov.br/licenciamento/index.php Processo de licenciamento da UHE Santo Antônio, acessado em 17 de outubro de 2012 (arquivo: “IBAMA - Info Processo Licenciamento UHE Santo Antônio (17oct12)”).
/106/	CIMGC - Resolução nº 7- Procedimentos para o processo de consulta pública local de atividades de projeto do MDL, de 5 de março de 2008. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/336403/Resolucao_n__7_de_05_de_marc_o_de_2008.html . Acessado em outubro de 2012.
/107/	CIMGC – Manual para apresentação de atividades de projeto do MDL para aprovação da CA, versão 02, de 01 de julho de 2008. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/37142.html . Acessado em outubro de 2012.
/108/	Lei federal no. 10.847 – Criação da Empresa de Pesquisa Energética, de 15 de março de 2004. Disponível em: http://www.leidireto.com.br/imprimir.php?fonte=lei/10847 . Acessado em outubro de 2012.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

	2012.
/109/	Lei federal no. 10.848 – Comercialização de eletricidade, de 15 de março de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm . Acessado em outubro de 2012.
/110/	Decreto no. 5.163 – Regulamentação do mercado de eletricidade, de 30 de julho de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l5163.htm . Acessado em outubro de 2012.
/111/	Comunicação da República Federativa do Brasil à UNFCCC- Carta incluindo ações de mitigação apropriadas nacionalmente (29 de janeiro de 2010). Disponível em: http://unfccc.int/meetings/cop_15/copenhagen_accord/items/5262.php . Acessado em outubro de 2012
/112/	CIMC – Comissão Interministerial de Mudança do Clima - Plano nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), de setembro de 2008 (arquivo: “CIMC-PNMC-v.2008.09”)
/113/	Banco Central de Brasil – Taxas de câmbio. Cotações e boletins. Disponível em: http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/ingl/ptaxnpsq.asp?id=quotations . Acessado em outubro de 2012
/114/	ANEEL - Manual de Contabilidade do Serviço de Energia Pública, de 2007 (arquivo: “ANEEL - Manual Contabilidade (2007)”)
/115/	Instruções Normativas SRF no. 162, de 31 de dezembro de 2012, e SRF nº 130, de 10 de novembro de 2012, da Secretaria da Receita Federal do Brasil. Disponível em: http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/ant2001/1998/in16298.htm Acessado em outubro de 2012.
/116/	R. W. Bacon e J. E. Besant Jones (1998). Estimating construction costs and schedules – Experience with power generation projects in developing countries. [Estimativa dos custos e cronogramas de construção - Experiência em projetos de geração de energia em países em desenvolvimento] Energy Policy [Política de Energia] vol. 26, no. 4, pp 317-333. (arquivo: “EnergyPolicy-1998-Estimating construction costs and schedules-”)
/117/	ANEEL – Aviso de Homologação a respeito do Leilão de Energia 05/2007, de 19 de fevereiro de 2008 (arquivo: “NoANEEL-2008.02.19-Aviso de Homologacao e Adjudicacao”)
/118/	ANEEL – Banco de Informações de geração (BIG). Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp . Acessado em outubro de 2012.
/119/	Contrato entre Santo Antônio Energia S.A. e PJRCES para serviços de validação do MDL de 08 de fevereiro de 2012 (arquivo: “F-06.02 CDM Validation Proposal Santo Antônio Hydropower Plant (08Feb2012)”)
/120/	ANEEL – Despacho No 892, de 06 de abril de 2010, aprovando os detalhes técnicos a respeito da linha de transmissão da UHE Santo Antônio (arquivo: “ANEEL_Despacho 892_2010.04.06”)
/121/	Publicação Setorial do BNDES – Leilão de Energia Nova: Análise da Sistemática e dos Resultados (arquivo: “BNDES - Leilão de Energia Nova - Análise da Sistemática e dos Resultados (Mar08)”)
/122/	Consultoria PSR - Preços futuros de energia elétrica, de 20 de junho de 2007 (arquivo: “PSR-2007-Precos futuros de energia eletrica”)
/123/	Andrade & Canellas - Status do Mercado Brasileiro, de 2011 (arquivo: “AC-2011-Conjuntura atual do Mercado Brasileiro”)
/124/	IRENA (Agência Internacional de Energia Renovável) – Tecnologias de Energia Renovável: Série de Análise de Custos. Volume 1: Setor Elétrico – energia hidrelétrica, de junho de 2012 (arquivo: “IRENA - Technologies Cost Analysis - HYDROPOWER (2012)”)
/125/	CCEE – Procedimento para comercialização - Gerenciamento de Votos e Contribuição Associativa, de 2005(arquivo: “CCEE - Pdc Am.04 v.01 (2005)”)

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

APÊNDICE A – LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO

TABELA: 1 – EXIGÊNCIAS OBRIGATÓRIAS PARA ATIVIDADES DE PROJETO DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO (MDL)

EXIGÊNCIA	REFERÊNCIA	CONCLUSÃO
SOBRE AS PARTES		
1. A atividade do projeto deve assistir as Partes não incluídas no Anexo 1 no sentido de alcançar o desenvolvimento sustentável e deve ter obtido a confirmação do país anfitrião das mesmas. (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 de MDL §40a	OK
2. A atividade de projeto deve assistir as Partes não incluídas no Anexo I no sentido de contribuir com o objetivo principal da UNFCCC. (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf#page=12)	Protocolo de Quioto Art.12.2	OK
3. A atividade de projeto deve ajudar as partes incluídas no Anexo I a obterem a conformidade com seu compromisso quantificado de redução de emissões nos termos do Artigo 3. (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf)	Protocolo de Quioto Art.12.2	OK
4. A atividade de projeto deve ter a aprovação por escrito da participação voluntária da autoridade nacional designada de cada Parte envolvida. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=15)	Protocolo de Quioto Art. 12.5a, Modalidades e Procedimentos de MDL §28, §40a	OK
5. Se o financiamento público das Partes no Anexo 1 for utilizado para a atividade do projeto, tais Partes devem fornecer uma declaração de que esse financiamento não resulta em um desvio da assistência oficial ao desenvolvimento e de que é separado e não conta como parte das obrigações financeiras dessas Partes. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=24)	Decisão 17/CP.7, Modalidades e Procedimentos de MDL Apêndice B, §2(f)	N/A
6. As partes que participam do MDL devem designar uma autoridade nacional para o MDL. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=12)	Modalidades e Procedimentos de MDL §29	OK
7. A Parte anfitriã e a Parte no Anexo 1 participante devem ser signatárias do Protocolo de Quioto. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=12)	Modalidades e Procedimentos de MDL §30/31a	OK
8. A quantidade atribuída da Parte no Anexo 1 participante deve ter sido calculada e	Modalidades e Procedimentos de	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

EXIGÊNCIA	REFERÊNCIA	CONCLUSÃO
registrada. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=12)	MDL §31b	
9. A Parte no Anexo 1 participante deve ter um sistema nacional estabelecido para estimar as emissões de GEE e um registro nacional de acordo com os Artigos 5 e 7 do Protocolo de Quioto. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=12)	Modalidades e Procedimentos de MDL §31b	N/A
SOBRE ADICIONALIDADE		
10. As reduções de emissões de GEE devem ser adicionais a quaisquer outras que ocorram na ausência da atividade do projeto, ou seja, uma atividade de projeto do MDL é adicional se as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fonte forem reduzidas abaixo das que ocorreriam na ausência da atividade de projeto do MDL registrada. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=16)	Protocolo de Quioto Art.12.5c, Modalidades e Procedimentos de MDL §43	OK
SOBRE A PREVISÃO DE REDUÇÕES DE EMISSÕES E OS IMPACTOS AMBIENTAIS		
11. As reduções de emissões devem ser reais, mensuráveis e trazer benefícios de longo prazo relacionados à mitigação da mudança do clima. (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf#page=12)	Protocolo de Quioto Art.12.5b	OK
SOMENTE PARA PROJETOS DE GRANDE ESCALA		
12. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto, inclusive dos impactos transfronteiriços, deverá ser apresentada e, se esses impactos forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, deve ser realizado um estudo de impacto ambiental de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=14)	Modalidades e Procedimentos de MDL §37c	OK
SOBRE ATIVIDADES DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA (SE APLICÁVEL)		
13. A atividade do projeto proposta deve atender aos critérios de elegibilidade para atividades de projeto do MDL de pequena escala estabelecidos no §6 (c) dos Acordos de Marraqueche, e não deve ser um componente desatrelado de uma atividade do projeto maior. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=46)	Modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto do MDL de pequena escala §12a,c	N/A
14. A atividade de projeto proposta deverá estar de acordo com uma das categorias de projeto definidas para atividades de projeto do MDL de pequena escala e utilizar a metodologia simplificada de linha de base e monitoramento para essa categoria de projeto. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=46)	Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto do MDL de Pequena Escala §2b §22e	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

EXIGÊNCIA	REFERÊNCIA	CONCLUSÃO
15. Se exigido pelo país anfitrião, uma análise dos impactos ambientais da atividade do projeto é realizada e documentada. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=47)	Modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto do MDL de pequena escala §22c	N/A
SOBRE O ENVOLVIMENTO DOS ATORES		
16. Os atores locais devem ser convidados a enviar comentários, deve ser fornecida uma síntese deles e como foram devidamente considerados os comentários recebidos. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=14)	Modalidades e Procedimentos de MDL §37b	OK
17. Partes, Atores e ONGs credenciadas pela UNFCCC devem ter sido convidados para comentar as exigências de validação durante um mínimo de 30 dias, e o documento de concepção do projeto e os comentários devem ter sido disponibilizados para o público. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=15)	Modalidades e Procedimentos de MDL §40	OK
OUTRAS		
18. A metodologia de linha de base e monitoramento deve ser previamente aprovada pelo Conselho Executivo do MDL. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=14)	Modalidades e Procedimentos de MDL §37e	OK
19. Uma linha de base deve ser estabelecida com base no projeto específico, de forma transparente e levando em consideração as circunstâncias e políticas nacionais e/ou setoriais relevantes. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=16)	Modalidades e Procedimentos de MDL §45c,d	OK
20. A metodologia de linha de base deve excluir a obtenção de RCEs provenientes de reduções de níveis de atividades fora da atividade do projeto ou por motivos de força maior. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=16)	Modalidades e Procedimentos de MDL §47	OK
21. Os participantes do projeto devem preparar um documento de concepção do projeto, de acordo com o formato especificado no Apêndice A do Anexo II. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=23)	Modalidades e Procedimentos de MDL Apêndice B §2	OK
22. As provisões para monitoramento, verificação e elaboração de relatórios devem estar de acordo com as modalidades descritas nos Acordos de Marraqueche e com as decisões pertinentes da COP/MOP. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=14)	Modalidades e Procedimentos de MDL §37f	OK

RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVVv2.0

VISÃO GERAL DOS RESULTADOS DA VALIDAÇÃO

Resultados obtidos pela equipe de avaliação de validação por meio da análise feita no escritório, da inspeção física do local (quando aplicável) e da análise de documentos do Projeto de Energia Hidrelétrica de Santo Antônio.

Explicação da Tabela 3:

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
SE01/SAC01	Avaliação no.: 01 Data: DD-MM-AAAA			
	Os resultados podem ser Solicitações de Ação Corretiva (SACs), Solicitações de Esclarecimento (SEs) e Solicitações de Ação Futura (SAFs).	Referência à Tabela 2 / DCP / qualquer outra referência	Os PPs devem apresentar sua resposta apenas nesta coluna.	Com base na resposta, a equipe de validação apresentará aqui sua avaliação.
	Avaliação no.: 02 Data: DD-MM-AAAA			
	Todas as questões em aberto após a avaliação da resposta devem ser reproduzidas pela equipe de validação na próxima avaliação	Referência		
SE02/SAC02				
.				
.				
SE10/SAC10				

Observação: Esta é uma lista aberta e mais resultados podem ser adicionados conforme o progresso da validação.

As respostas de cada resultado e a documentação relevante associada devem ser registradas neste formulário pelo PP e devolvidas ao Avaliador Líder/Validador em um envio para a PJRCES (com exceção do resultado vinculado à Carta de Aprovação, que pode ser enviado separadamente).

As linhas para cada avaliação e respostas adicionais serão anexadas à tabela até que os Resultados estejam abordados de forma satisfatória para o Avaliador Líder/Validador.

Resumo da visão geral dos resultados

	SACs	SEs	SAFs
Número total levantado	10	19	0

Prazo para envio das respostas para a Avaliação 01 pelo PP⁶:

01/10/2012

⁶ A equipe de validação deve garantir para cada avaliação que a data limite mencionado esteja de comum acordo com o PP.

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

**TABELA: 2 – LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO
(DE ACORDO COM O §37 DAS MODALIDADES E PROCEDIMENTOS DO MDL)**

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
A. Exigências gerais						
A.1. Consulta pública internacional (Seção E- PVVv02)						
A.1.1.	O DCP foi publicado para consulta pública internacional?	34	O DCP de versão 1.1, de 27 de outubro de 2011/1/, foi disponibilizado ao público no website de Mudança do Clima da EOD (http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/S253ZCTBJU9LJ3VF72CS1J8SHY02PP/view.html) e as Partes, atores e ONGs foram convidados, através do website do MDL, a fazer comentários durante um período de 30 dias, de 21 de fevereiro de 2012 a 21 de março de 2012.	/72/	OK	OK
A.1.2.	Caso tenham sido recebidos comentários, responder às questões a seguir.					
	a. Como todos os comentários recebidos durante a consulta pública internacional foram considerados?	35 e 36	Foi recebido um total de quatro comentários das seguintes pessoas/organizações: International Rivers, em nome de Brent Millikan e Philip Fearnside; Artur Orelli Paiava e Pedro Bara. Os PPs responderam todos os comentários, e as respostas foram devidamente validadas pela PJRCES. Todos os comentários recebidos durante o processo de comentário público internacional foram levados em consideração pelos PPs. Uma SAC foi levantada.	/1/ /72/	SAC-7	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
A.2. Aprovação (Seção F – PVVv02)						
A.2.1.	Esclarecer a(s) Parte(s) envolvida(s) na atividade do projeto e se as ANDs de cada Parte forneceram aprovação por escrito de seu envolvimento na atividade de projeto do MDL?	38	Há apenas um participante do projeto declarado na seção A.4 do PDD, que é a Santo Antônio Energia S.A. (SAESA). O PP envolvido não deseja ser considerado participante do projeto.	/1/ /10/	SAC-3	OK
A.2.2.	A partir da Carta de Aprovação, confirme o seguinte		Existirá uma aprovação da AND brasileira. De acordo com as exigências da AND brasileira, a CA será fornecida após o relatório de validação positivo.	/70/ /107/	SAC-1	OK
	a. A parte é signatária do Protocolo de Quioto;	39 (a)	Por favor, consulte A.2.2.	/70/	SAC-1	OK
	b. A participação é voluntária;	39 (b)	Por favor, consulte A.2.2.	/70/	SAC-1	OK
	c. A atividade de projeto do MDL proposta atende aos critérios de desenvolvimento sustentável da parte anfitriã.	39 (c)	Por favor, consulte A.2.2.	/70/	SAC-1	OK
	d. A aprovação se refere ao título preciso do projeto no DCP enviado para registro ou a uma especificação adicional da atividade do projeto, p.ex., número da versão do DCP.	39 (d)	Por favor, consulte A.2.2.	/70/	SAC-1	OK

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
A.2.3. A carta ou cartas de aprovação são incondicionais com respeito ao item A.2.2 (a) a (d)?	40	Por favor, consulte A.2.2.	/70/	SAC-1	OK
A.2.4. Confirmar que a(s) carta(s) de aprovação foi/foram emitida(s) pela Autoridade Nacional Designada (AND) da respectiva Parte e é/são válida(s) para a atividade de projeto do MDL em validação.	41	Por favor, consulte A.2.2.	/70/	SAC-1	OK
A.2.5. Existe alguma dúvida com relação à autenticidade da carta de aprovação?	42	Por favor, consulte A.2.2.	/70/	SAC-1	OK
A.3. Autorização (Seção G – PVV02)					
A.3.1. A participação dos participantes do projeto na atividade do projeto foi aprovada por pelo menos uma Parte do Protocolo de Quioto?	45	Por favor, consulte A.2.2.	/70/	SAC-1	OK
A.3.2. O(s) participante(s) do projeto está(ão) listado(s) em forma de tabela na seção A.4 do formulário do DCP e estão coerentes com os detalhes apresentados no Apêndice 1.	46	A seção A.4 do DCP está preenchida de acordo com as diretrizes e está coerente com o Apêndice 1.	/1/ /58/ /59/	OK	OK
a. Lista de participantes do projeto e Parte(s)	46	Os participantes do projeto estão mencionados no DCP seção A.3, da seguinte forma: 1) Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (entidade privada)	/1/ /58/	OK	OK
b. Identificação da parte anfitriã	46	O Brasil é a parte anfitriã.	/1/ /58/	OK	OK
c. Indicação sobre se a Parte deseja ser considerada como participante do projeto	46	Há a indicação de que a parte anfitriã não deseja ser considerada como participante do projeto.	/1/ /58/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
A.3.3. Há alguma entidade não autorizada, porém listada no formulário do DCP?		47	Nenhuma outra entidade, além das autorizadas como participantes do projeto, é apresentada na seção A.4 e no Apêndice 1.		OK	OK
A.3.4. A aprovação da participação foi emitida pela AND relevante?		48	Por favor, consulte A.2.2.	/70/	SAG-1	OK
A.3.5. Confirme o seguinte						
	a. A PJRCES têm um acordo contratual com o(s) participante(s) do projeto?	6	A PJRCES tem contrato com a Santo Antônio Energia S.A..	/119/	OK	OK
	b. Esta é uma validação nova ou é um reinício da atividade de validação?	EB50 Anexo 48 Parágrafo 9	Esta é uma nova validação, com um novo contrato.	/119/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
A.4. Contribuição para o desenvolvimento sustentável (Seção H – PVVv02)					
A.4.1. A CA confirma que a atividade do projeto contribui para o desenvolvimento sustentável da parte anfitriã?	51	Por favor, consulte A.2.2.	/70/	SAC 1	OK
A.5. Modalidades de comunicação (Seção I – PVVv02)					
A.5.1. A EOD recebeu a declaração de modalidades de comunicação.	53	Declaração de MoC de 21 de agosto de 2012 foi submetida pelo PP.	/27/	SE 1	OK
A.5.2. Determinar a identidade corporativa de todos os signatários autorizados dos participantes do projeto e pontos focais incluídos na declaração de modalidades de comunicação por uma das seguinte abordagens:	53	A equipe de validação avaliou a identidade corporativa dos participantes do projeto, ponto focal, incluindo os padrões de assinatura e a condição de emprego de seus signatários autorizados constantes da declaração de modalidades de comunicação, verificando diretamente as evidências, da seguinte maneira: - A identidade da empresa foi verificada através do Demonstrativo do Balanço Financeiro auditado pela entidade independente e com verificação cruzada através de acesso ao website da Santo Antônio Energia S.A. - A identidade do pessoal autorizado do ponto focal da SAESA foi verificada através da carta autenticada de procuração nomeando o Sr. Renato Ortega como o ponto focal para as comunicações do MDL da Santo Antônio Energia S.A. (SAESA). Esta informação, bem como a assinatura do membro do	/27/ /43/ /44/ /44/ /119/	SE 1	OK

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			Conselho, também foi cruzado com o contrato assinado entre SAESA e PJRCES para realizar a validação de serviços de MDL/119 / e no website da SAESA.			
	Verificação direta das comprovações de identidade corporativa e pessoal e outros documentos relevantes	54(a)	As modalidades de comunicação foram confirmadas pela equipe de validação pela verificação direta das evidências de identificação corporativa e pessoal e outros documentos relevantes.	/27/ /43/ /44/	OK	OK
	Documento autenticado	54(b)	Todos os documentos são documentos autenticados.	/27//43//44/	OK	OK
	As confirmações por escrito dos PPs, que incluem todos os detalhes corporativos e pessoais, inclusive padrões de assinatura, confirmam que esses são válidos e exatos.	54(c) 55 56	Foi fornecida à EOD uma confirmação por escrito de que o Sr. Renato Ortega é o ponto focal para comunicações referentes ao MDL para a Santo Antônio Energia S.A. (SAESA).	/43/	OK	OK
	Esclarecer quaisquer outros meios de validação dos requisitos em A.4.2 além dos itens (a), (b) e (c) acima.	57	N/A		N/A	N/A
A.5.3.	Determinar se a declaração de modalidades de comunicação foi preenchida de forma correta e devidamente autorizada - confirmar o seguinte	59				
	a. Foi usada a versão mais recente do formulário "Declaração das Modalidades de Comunicação" (F-CDM-MOC)?	60(a)	Os PPs usaram o formulário F-CDM-MOC mais recente, versão 2.1.	/27/ http://cdm.unfccc.int/Reference/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
				PDDs Forms/index.html#reg		
	b. Confirmar se as informações no formulário F-CDM-MOC e em seu anexo 1 foram preenchidas corretamente.	60(b)	A PJRCES validou o formulário devidamente preenchido e autorizado F-CDM-MOC, datado de 21 de agosto de 2012 e confirma o seguinte: ⇒ Os detalhes do projeto estão devidamente preenchidos e o título está em conformidade com a CA e o formulário do DCP ⇒ O nome, endereço e responsabilidade dos PPs estão claramente indicados. ⇒ os dados de contato dos signatários principal e alternativo autorizados estão devidamente preenchidos. ⇒ Anexo 1: O título da atividade do projeto está de acordo com o formulário do DCP. Além disso, o nome dos PPs, os detalhes de contato, o endereço e o padrão de assinatura foram validados e confirmados como estando em ordem.	/27/	OK	OK
	c. Confirmar que os signatários autorizados dos participantes do projeto que assinam o F-CDM-MOC correspondem aos signatários autorizados dos participantes do projeto incluídos no F-CDM-MOC, anexo 1.	60(c)	A PJRCES confirma que as informações fornecidas no F-CDM-MOC e em seu anexo 1 estão completas e exatas.	/27/ /20/	SE-1	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
A.6. Documento de concepção do projeto (Seção J – PVVv02)					
A.6.1. Confirmar que o DCP foi completado usando a versão mais recente do formulário do DCP para o tipo apropriado de atividade de projeto.	62	O DCP foi preparado de acordo com o modelo e orientação mais recentes do CE do MDL, disponíveis no website de MDL da UNFCCC.	/1/ /20/ /58/ /59/	SE-2	OK
A.7. Descrição da atividade de projeto (Seção K – PVVv02)					
A.7.1. Confirmar os seguintes itens para a descrição da atividade de projeto no formulário do DCP	64				
a. É exato e completo, ou seja, abrange suficientemente todos os elementos relevantes da atividade do projeto.	64	O projeto proposto, Projeto de energia hidrelétrica Santo Antônio, será uma usina hidrelétrica no Brasil, interligada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e totalizará 3.150,4 MW. A geração esperada de energia líquida para a grade é de 18.967.254 MWh/ano durante 35 anos. As reduções de emissões estimadas são de 4.015.196 tCO ₂ /ano	/1/ /3/ /12/ /10/ /11/ /16/	SAC-9 SE-3 SE10 SE-12	OK OK OK OK OK OK
b. Fornece ao leitor um entendimento claro da natureza da atividade de projeto do MDL proposta.	64	A equipe de validação analisou o cronograma de implementação e os layouts do projeto e realizou uma visita ao escritório dos PPs para avaliar o projeto. As coordenadas geográficas do projeto apresentadas no DCP foram confirmadas com o Projeto Básico Consolidado Final de abril de 2009/19/. O projeto estará localizado no rio Madeira, na	/3/ /12/ /10/ /11/ /15/ /16/	SAC-9 SE-12 SE-16	OK OK OK OK OK OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			cidade de Porto Velho, estado de Rondônia, na região norte do Brasil.			
A.7.2.	O projeto é uma nova instalação e já comissionada, ou o projeto envolve a alteração da instalação ou processo existente?	65	O projeto é uma nova instalação, logo não se encontra instalado nem comissionado, e nem é uma instalação existente. Ele consiste na instalação de uma nova planta renovável interligada à rede. A visita ao local ocorreu entre 16 e 18 de abril de 2012, ao escritório do PP e ao local do projeto. A equipe de validação revisou o Documento do Projeto Básico Consolidado Final, Contrato de Concessão, Contrato EPC, Estudo de Impacto Ambiental e a Licença de Instalação do projeto, confirmando que a descrição do DCP reflete a atividade de projeto do MDL proposta.	/10/ /11/ /13/ /15/ /16/ /20/ /77/ /78	OK	OK
A.7.3.	Se o item A.7.2 afirmar que a atividade do projeto será realizada em instalações existentes ou usando equipamentos existentes, confirmar os seguintes itens	65	O projeto não é uma atividade existente.	/10//11//13// 15/ /16//20//77// 78/	SE11	OK
	a. A metodologia especifica outros meios de inspeção além da visita ao local.	65	Não. A visita ao local ocorreu entre 16 e 18 de abril de 2012, ao escritório do PP e ao local do projeto.	/13//15//16/ /20//77//78/	OK	OK
	b. Grande escala	65 (a)	O projeto de energia hidrelétrica Santo Antônio é um projeto de grande escala.	/1//13//15//1 6/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	c. Projetos de pequena escala não agrupados com reduções de emissões excedendo 15.000 toneladas por ano	65 (b)	N/A		N/A	N/A
	d. Projetos de pequena escala agrupados, cada um com reduções de emissões não superiores a 15.000 toneladas por ano; nesses casos, o número de visitas ao local físico pode, entretanto, ter como base amostragem, se o tamanho da amostragem for justificado através de análise estatística.	60(c)	N/A		N/A	N/A
A.7.4.	Para outras atividades de projeto do MDL individuais de pequena escala propostas com reduções de emissões não excedendo 15.000 toneladas por ano, a EOD deve realizar uma visita física ao local, quando apropriado.	66	N/A		N/A	N/A
	a. Foi realizada uma visita pessoal no local para confirmar que a descrição no DCP reflete a atividade de projeto do MDL proposta, salvo se outros meios estiverem especificados na metodologia?	66	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
A.7.5. Confirme os meios de validação para quaisquer outras atividades de projeto do MDL propostas que não sejam mencionadas em A.7.3 e A.7.4 acima.		67	N/A		N/A	N/A
A.7.6. Confirme o seguinte						
	a. A atividade de projeto do MDL proposta envolve a alteração de uma instalação ou processo existente?	68	O projeto é uma nova instalação, portanto, não está instalado nem comissionado. Ele consiste na instalação de uma nova planta renovável interligada à rede.	/13//15//16/ /20//77//78/	OK	OK
	b. Se sim, a descrição do projeto menciona claramente as diferenças resultantes da atividade do projeto em comparação com a situação pré-projeto?	68	N/A		N/A	N/A
B. Aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento selecionada (Seção L – PVV02)						
B.1. Exigências Gerais (01)						
B.1.1.	As metodologias selecionadas pelos participantes do projeto estão de acordo com as metodologias previamente aprovadas pelo Conselho Executivo do MDL?	70	O PP aplicou a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002: "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" Versão 13.0.0	/1/ /57/	OK	OK
B.1.2.	A versão da metodologia é válida?	70 73 75	ACM0002, versão 13.0.0 é válida a partir de 17 de setembro, esta metodologia foi corretamente aplicada uma vez que a atividade do projeto consiste da instalação de uma central de geração de energia elétrica renovável (central hidrelétrica) que será instalada em um local onde	/1/ /57/	SE-6	OK

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			nenhuma central de energia renovável era operada anteriormente. No entanto, a versão constante no DCP é a 12.2.0. É solicitado ao PP que esclareça a versão da metodologia.			
B.1.3.	Esclareça as orientações e/ou esclarecimentos específicos dados pelo conselho com relação à metodologia aprovada e quaisquer ferramentas aplicáveis.	71	N/A		N/A	N/A
B.1.4.	O PP aplicou corretamente as metodologias em relação aos seguintes pontos?	72				
	a. Limite do projeto	72(a)	A equipe de validação verificou os limites físicos e geográficos por meio de evidência documentada analisada. O limite do projeto definido na seção B3 do DCP inclui todas as fontes de emissões, de acordo com a metodologia aplicada ACM0002. Para a linha de base, as emissões de CO ₂ da geração de eletricidade da rede (incluindo as centrais elétricas interligadas à rede existentes e a adição de novas centrais elétricas interligadas à rede) têm que ser consideradas. Para a atividade do projeto (produção hidroelétrica) nenhuma emissão de gases de efeito estufa precisa ser levada em consideração caso a densidade de potência seja maior que 10 w/m ² .	/1/ /2/ /74/ /57/ /59/ /20/ /15/ /16/ /77/ /78/ /79/	SAC-9	OK
	b. Identificação da linha de base	72(b)	A metodologia aprovada ACM0002 versão	/1/	SE-15	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			13.0.0 define uma linha de base específica diretamente para os projetos de centrais hidrelétricas. Ela afirma que, se a atividade do projeto for a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede, o cenário da linha de base será o seguinte: "A energia elétrica entregue à rede pelo projeto teria, de outro modo, sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (seção B.6.1 do DCP) e cálculos de redução de emissão na seção B.6.3 do DCP, de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". A equipe de validação confirmou durante a análise feita no escritório e a visita ao local que a linha de base descrita no DCP foi corretamente aplicada de acordo com a metodologia ACM0002.	/2/ /57/		
	c. Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões	72(c)	A fórmula usada para a determinação das RES está de acordo com a metodologia aplicada ACM0002, versão 13.0.0 e a "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de energia elétrica", versão 2.2.1.	/1/ /4/ /63//57/	OK	OK
	d. Adicionalidade	72(d)	O PP usou diretrizes relevantes em relação a metodologia ACM0002, versão 13.00 e a Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade, versão 6.0.0 e as diretrizes citadas.	/1/ /2/ /3//62//68/		
	e. Metodologia de monitoramento	72(e)	O plano de monitoramento foi preparado usando	/1//57//40/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			a diretriz relevante fornecida na metodologia.	/75//76//15/		
B.2.	Aplicabilidade da metodologia de linha de base e monitoramento selecionada à atividade do projeto (02).					
B.2.1.	As metodologias estão citadas corretamente?	74	Essa metodologia é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável interligadas à rede que (a) instalem uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto. Parecer da validação: a metodologia foi citada corretamente.	/1/ /57/ /40/ /75/ /76/ /15/	OK	OK
B.2.2.	As metodologias selecionadas se aplicam à atividade do projeto?	74	A metodologia selecionada ACM0002, versão 13.0.0, é aplicável à atividade do projeto, já que o mesmo é um projeto de grande escala a partir de uma central hidrelétrica renovável.	/1/ /57/ /15/	SE 12 SE 13 SE 15	OK
B.2.3.	Determine se a atividade de projeto atende a cada condição de aplicabilidade da metodologia aprovada ou qualquer ferramenta ou outros componentes metodológicos aqui mencionados.	76				



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	ACM0002, v.13.0.0					
	A metodologia é aplicável a atividades do projeto de geração de energia renovável interligada à rede que: (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova) (b) envolvem uma adição de capacidade (c) envolvem uma modernização de plantas existentes ou (d) envolvem substituição de plantas existentes.		A atividade do projeto é uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede em um local onde não havia projeto de energia renovável operando antes da implementação desse projeto. O projeto proposto terá uma capacidade instalada de 3.150,4 MW e a eletricidade gerada será despachada para o Sistema Interligado Nacional – SIN. A conformidade com a condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do DCP, do projeto básico consolidado, do contrato de concessão e das resoluções do governo, permitindo a implementação da UHE Santo Antônio.	/13/ /15/ /16/ /20/ /77/ /78	SE-12 SE-13	OK
	A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, modernização ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica, unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas ou unidade/central de energia de marés;		A atividade de projeto proposta é a instalação de uma nova central hidrelétrica de fio d'água.. O cumprimento da condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do estudo de viabilidade do DCP, projeto básico consolidado, contrato de concessão e resoluções do governo permitindo a implementação da atividade de projeto sob regime de operação de fio d'água e referente ao seu baixo tempo de retenção da água (4,6 dias). /14/	/13/ /14/ /15/ /16/ /20/ /77/ /78 /73/	SE-9 SE-13	OK
	No caso de aumentos de capacidade, modernizações ou substituições (exceto projetos de aumento de capacidade de		Não se aplica. A atividade do projeto é uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede em um local onde não havia projeto de	/13/ /15/ /16/	SE-12 SE-13	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	energia eólica, energia solar, energia de ondas ou energia das marés que usam a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a planta existente entrou em operação comercial antes do início de um período histórico mínimo de referência de cinco anos, usado no cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou modernização da planta entre o início desse período histórico mínimo de referência e a implementação da atividade do projeto.		energia renovável operando antes da implementação desse projeto. A conformidade com a condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do DCP, do projeto básico consolidado, do contrato de concessão e das resoluções do governo, permitindo a implementação da UHE Santo Antônio.	/20/ /77/ /78		



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	No caso de centrais hidrelétricas: • Uma das seguintes condições deve se aplicar: o A atividade do projeto é implementada em um único ou múltiplos reservatórios existentes, sem mudança no volume dos reservatórios; ou o A atividade do projeto é implementada em um único ou múltiplos reservatórios existentes, onde o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, de acordo com as definições encontradas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m²; ou o A atividade de projeto resulta em novos reservatórios, únicos ou múltiplos, e a densidade de potência de cada reservatório, de acordo com as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m².		A implementação da atividade de projeto proposta resultará em um novo reservatório de 354,4 km², enquanto a capacidade instalada é de 3.150,4 MW, portanto, a densidade de potência é de 8,89 w/m² (cálculo fornecido na Seção B.6.1 do DCP), que é maior que 4 W/m². A conformidade com as condições de aplicabilidade foi confirmada através da análise do DCP, do projeto básico consolidado e do contrato de concessão.	/15/ /16/ /20/ /77/	SE-9 SE10:	OK
	No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que 4 W/m ² todas as condições a seguir deverão ser		Não se aplica. A implementação da atividade de projeto proposta resultará em um novo reservatório único. A conformidade com a condição de	/20/ /15/ /79/	SE-12 SE-13	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	aplicadas: • A densidade de potência calculada para toda a atividade do projeto usando a equação 5 é maior que 4 W/m²; • Reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada; • O fluxo de água entre múltiplos reservatórios não é usado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto; • A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que 4 W/m², é menor que 15 MW; • A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que 4 W/m², é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.		aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do DCP, do projeto básico consolidado e do estudo de viabilidade da EPE sobre o potencial hidrológico e energético da UHE Santo Antônio.			



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	A metodologia não se aplica a: • Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local; • Centrais elétricas alimentadas com biomassa; • Uma central hidrelétrica que resulte na criação de um novo reservatório único ou no aumento de um reservatório único existente em que a densidade de potência da central elétrica é menor que 4 W/m^2.		Nenhuma delas é aplicável à atividade do projeto, já que: • A atividade do projeto é uma central hidrelétrica totalmente nova em um local onde não havia projeto de energia renovável operando antes da implementação desse projeto. • O atividade do projeto é uma central hidrelétrica. • A atividade de projeto proposta terá uma densidade de potência de $8,89 \text{ w/m}^2$, que é maior que 4 W/m^2. A conformidade com a condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do DCP, do projeto básico consolidado, do contrato de concessão, das resoluções do governo permitindo a implementação da UHE Santo Antônio e o estudo de viabilidade da EPE sobre o potencial hidrológico e energético da UHE Santo Antônio.	/20/ /15/ /16/ /77/ /78 /79/	SE11 SAC-8 SE-13	OK
B.3.	Desvio para uma metodologia aprovada (03)					
B.3.1.	Caso o PP tenha solicitado um desvio, confirme o seguinte	78	N/A		N/A	N/A

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	a. Quando tal solicitação para um desvio foi feita?	78	N/A		N/A	N/A
	b. a solicitação para o desvio resulta de questão específica do projeto?	78-79	N/A		N/A	N/A
	c. O desvio solicitado exigiria uma revisão na metodologia?	80	N/A		N/A	N/A
B.4. Esclarecimento sobre a aplicabilidade da metodologia (04)						
B.4.1.	Caso a avaliação em B.2.2 resulte em incerteza sobre a aplicabilidade da metodologia à atividade do projeto, confirme se um esclarecimento é solicitado ou não.	81	N/A		N/A	N/A
B.5. Limite do projeto (05)						
B.5.1.	Com base na descrição do limite do projeto no formulário do DP, confirme	82-85				
	a. O delineamento físico da atividade de projeto proposta é claramente definido?	82	A descrição e diagrama do limite do projeto fornece informações exatas, como exigido pela metodologia.	/1/	OK	OK
	b. O limite do projeto inclui todas as fontes de emissões de GEE, como exigido pela metodologia?	84	A validação dos GEEs e fontes foi realizada com base no documento analisado. O limite do projeto definido na seção B3 do DCP inclui todas as fontes de emissões, de acordo com a metodologia aplicada ACM0002.	/1/ /2/ /74/ /57/ /59/ /20/ /15/ /16/ /77/ /78/ /79/	OK	OK
	c. Se a metodologia permitir escolher se uma fonte e/ou gás devem ser incluídos, essa escolha está suficientemente explicada e justificada?	84	Para a linha de base, as emissões de CO ₂ da geração de eletricidade da rede (incluindo as centrais elétricas interligadas à rede existentes e a adição de novas centrais elétricas interligadas	/1/ /2/ /74/ /57/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			à rede) têm que ser consideradas. Para a atividade do projeto (produção hidroelétrica) nenhuma emissão de gases de efeito estufa precisa ser levada em consideração caso a densidade de potência seja maior que 10 w/m ² .			
	d. A implementação da atividade do projeto envolve qualquer fonte de emissão dentro do limite do projeto das quais se espera mais de 1% de contribuição na média anual das reduções de emissões gerais esperadas, que não são abordadas/consideradas na metodologia selecionada? Em caso afirmativo, por favor, explique.	87	Como a atividade do projeto consiste na instalação de uma planta de geração de eletricidade renovável (central hidrelétrica) que será instalada em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada anteriormente, a atividade do projeto não envolve nenhuma emissão dentro do limite do projeto que contribua com mais de 1% do total de reduções de emissões médias anuais que não são consideradas na metodologia ACM0002.	/1/ /2/ /57/ /20/ /15/ /16/ /77/ /78 /79/	OK	OK
B.6. Identificação e descrição do cenário da linha de base (06)						
B.6.1.	Confirme se a metodologia fornece um cenário da linha de base. Confirme também	89	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 define uma linha de base específica diretamente para os projetos de centrais hidrelétricas. Ela afirma que, se a atividade do projeto for a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede, o cenário da linha de base será o seguinte: A energia elétrica alimentada na rede pelo projeto teria de outro modo sido gerada pela operação de centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração,	/1/ /2/ /57/	SE-2	OK

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
		conforme refletido nos cálculos da margem combinada (seção B.6.1 do DCP) e no cálculo da redução de emissões na seção B.6.3 do DCP, de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. A equipe de validação confirmou durante a análise feita no escritório e a visita ao local que a linha de base descrita no DCP foi corretamente aplicada de acordo com a metodologia ACM0002.			
B.6.2. A metodologia foi corretamente aplicada com relação à identificação da linha de base?	88 89	A metodologia ACM0002 foi corretamente aplicada, de acordo com o procedimento da metodologia de linha de base, se a atividade do projeto for a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede, o cenário da linha de base será a “Eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto que seria, de outro modo, gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.	/1/ /2/ /57/ /75/ /63/ /59/ /20/	SE-15	OK
B.6.3. Caso a metodologia exija que diversos cenários alternativos sejam levados em consideração para a identificação do cenário da linha de base mais plausível, então confirme o seguinte:	90	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 define uma linha de base específica diretamente para os projetos de centrais hidrelétricas. A linha de base descrita no DCP está de acordo com a metodologia ACM0002.	/1/ /2/ /57/	OK	OK
a. Quais possíveis cenários alternativos	90	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	foram considerados para a determinação da linha de base?					
	b. A lista de alternativas possíveis está completa?	90	N/A		N/A	N/A
	c. O cenário da linha de base identificado é razoável?	91	N/A		N/A	N/A
	d. O que foi identificado como cenário da linha de base?	91	N/A		N/A	N/A
	e. O cenário da linha de base <u>identificado</u> está de acordo com a metodologia e ferramentas citados?	91	N/A		N/A	N/A
	f. O DCP fornece uma descrição do cenário da linha de base identificado, incluindo uma descrição da tecnologia que seria empregada e/ou das atividades que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta?	92	N/A		N/A	N/A
B.6.4.	Com base em seu conhecimento setorial e/ou especialista local, confirme o seguinte:	93				



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	a. Se todas as exigências aplicáveis do MDL foram levadas em consideração na identificação do cenário da linha de base para a atividade de projeto do MDL proposta.	93	A equipe de validação confirma que todas as exigências aplicáveis do MDL foram levadas em consideração na identificação do cenário da linha de base para a atividade de projeto do MDL proposta.	/1/ /2/ /57/ /62/	OK	OK
	b. Se "as políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais, como iniciativas de reforma setorial, disponibilidade local de combustível, planos de expansão do setor de energia e a situação econômica no setor do projeto foram consideradas.	93 94(d)	A equipe de validação confirma que o PP demonstrou que todas as políticas e circunstâncias relevantes foram identificadas e corretamente consideradas no formulário do DCP, de acordo com a diretriz do CE do MDL, parágrafo 93(a) e (b) do PVV v02.	/1/ /2/ /57/ /62/ /75/ /63/ /59/	SE-15	OK
B.6.5. Para identificação da linha de base, confirme o seguinte:		94				



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	a. O DCP lista todas as hipóteses e dados usados pelo PP?	94(a)	A equipe de validação pode concluir que as hipóteses, cálculos, justificativas e outras fontes descritas no DCP usados para determinar o cenário da linha de base são razoáveis e foram aplicados corretamente.	/1/ /2/ /57/ /62/	OK	OK
	b. Todas as hipóteses e dados usados são justificados, corretamente citados e interpretados no DCP?	94(b)	Todas as hipóteses e dados usados são justificados, corretamente citados e interpretados no DCP.	/1/ /2/ /57/ /62/	OK	OK
	c. Todas as hipóteses e dados usados são justificados com evidências?	94(c)	Toda as hipóteses e dados usados são justificados com evidências.	/1//2//57/ /62/	OK	OK
B.7. Identificação das alternativas (10)						
B.7.1.	Onde o cenário da linha de base não é prescrito na metodologia aprovada, avaliar a lista de alternativas confiáveis identificadas para a atividade do projeto no DCP selecionado para determinar o cenário mais realista da linha de base.	113 115	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 define uma linha de base específica diretamente para os projetos de centrais hidrelétricas.	/1/ /2/ /57/	OK	OK
	a. A lista de alternativas inclui como uma das opções que "a atividade do projeto seja realizada sem estar registrada como uma atividade de projeto proposta"?	114(a)	N/A		N/A	N/A
	b. A lista está completa em relação a todas alternativas plausíveis?	114(b)	N/A		N/A	N/A
	c. Confirmar se as alternativas estão em conformidade com todas as leis aplicáveis e obrigatórias.	114(c)	N/A		N/A	N/A
B.8. Algoritmos e/ou fórmulas usados para						



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
determinar as reduções de emissões (07)					
B.8.1. Para emissões da linha de base, confirme que os passos tomados, e equações e parâmetros aplicados no formulário do DCP, cumprem as exigências das metodologias selecionadas, incluindo as ferramentas:	96				
a. Quando a metodologia permite a seleção entre diferentes opções para equações ou parâmetros	97	Opções são permitidas no cálculo de EFgrid,CM,y, que é na verdade determinado pelas opções fornecidas na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"	/1//2//3/ /15//16//57/ /10//63/	SE-3	OK
b. Determinar se uma justificativa adequada foi fornecida no DCP para a escolha dos dados e parâmetros usados nas equações	97 98	A AND brasileira fornece, todos os anos, informações atualizadas sobre o fator de emissão da margem de operação e margem de construção, que é calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", considerando somente centrais elétricas da rede (opção I do Passo 1). A margem de operação (EFgrid,OM,y) é calculada de acordo com a OM da análise de dados de despacho da opção (c) do Passo 3 e, portanto, deverá ser determinada ex post. Com relação à margem de construção (EFgrid,BM,y), os PPs escolheram a Opção 1 da ferramenta, determinando o BM ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis no momento de envio do DCP para validação (ano base de 2010).	/39/ /63/	OK	OK
c. Foram usados equações e parâmetros corretos, de acordo com a metodologia selecionada, incluindo as ferramentas aplicáveis.	97	As equações 4 e 8, e os parâmetros relatados na Seção B.6.1 do DCP estão de acordo com a ACM0002, v. 13.0.0 e a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", v. 2.2.1. Entretanto, o valor usado para perdas de transmissão	/1/ /2/ /3/ /15/ /16/	SE-7	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			não foi consistente com os relatórios da ANEEL.	/57/ /10/ /63/		
	d. Para dados e parâmetros que não serão monitorados ao longo do período de obtenção de créditos, mas já foram fixados, determinar se todas as fontes de dados e hipóteses são adequadas e se os cálculos estão corretos.	98	Os parâmetros determinados ex-ante são informados na tabela abaixo: W_{OM} - Peso do fator de emissões da margem de operação para projetos hídricos – 0,5 W_{BM} - Peso do fator de emissões da margem de construção para projetos hídricos – 0,5 $EF_{grid,BM,y}$ - fator de emissão de CO2 da margem de construção no ano y - 0,1404 tCO2/MWh Cap_{BL} - Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto – 0 w. A_{BL} - Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio – 0 m ² . Entretanto, algumas inconsistências foram relatadas no DCP em relação a $EF_{grid,BM,y}$ e A_{BL} .	/1/ /4/ /57/ /39/ /63/ /75/ /20/ /15/ /16/ /77/ /79/	SAC-7	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
B.8.2. Para emissões do projeto, confirme que os passos tomados, e equações e parâmetros aplicados no formulário do DCP, cumprem as exigências das metodologias selecionadas, incluindo as ferramentas:	96				
a. Quando a metodologia permite a seleção entre diferentes opções para equações ou parâmetros	97	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 fornece orientação para o cálculo de emissões de projetos com base na densidade de potência da usina hidrelétrica.	/1/ /57/	OK	OK
b. Determinar se uma justificativa adequada foi fornecida no DCP para a escolha dos dados e parâmetros usados nas equações	97 98	Considerando que a densidade de potência da planta é menor que 10 w/m ² , os PPs contabilizaram as emissões do projeto conforme a metodologia ACM0002, v.13.0.0	/1/ /4/ /57/ /39/ /73/	OK	OK
c. foram usados equações e parâmetros corretos, de acordo com a metodologia selecionada, incluindo as ferramentas aplicáveis.	97	De acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0, a emissão do projeto $PE_y = 0$ se a densidade de potência (PD) for menor que 10 w/m ² . As emissões do projeto devem ser consideradas, o que foi feito.	/1/ /4/ /57/ /39/ /73/	SAC-9	OK
d. Para dados e parâmetros que não serão monitorados ao longo do período de obtenção de créditos, mas já foram fixados, determinar se todas as fontes de dados e hipóteses são adequadas e se os cálculos estão corretos.	98	As emissões do projeto foram consideradas e foram calculadas como sendo 1.748.671 de acordo com a ACM0002, v.13.0.0. O parâmetro APJ (área do reservatório) será monitorado para determinar se a densidade de potência do projeto continua maior que 10 w/m ² .	/1/ /4/ /57/ /39/ /73/	OK	OK
B.8.3. Para emissões das fugas, confirme que as medidas tomadas, equações e parâmetros aplicados no formulário do DCP estão de	96				



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
acordo com as exigências das metodologias selecionadas, incluindo as ferramentas:						
	a. Quando a metodologia permite a seleção entre diferentes opções para equações ou parâmetros	97	De acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0, nenhuma emissão das fugas precisa ser considerada para essa atividade de projeto.	/1/ /4/ /57/	OK	OK
	b. Determinar se uma justificativa adequada foi fornecida no DCP para a escolha dos dados e parâmetros usados nas equações	97 98	N/A Consulte B.8.3.a.		N/A	N/A
	c. foram usados equações e parâmetros corretos, de acordo com a metodologia selecionada, incluindo as ferramentas aplicáveis.	97	N/A Consulte B.8.3.a.		N/A	N/A
	d. Para dados e parâmetros que não serão monitorados ao longo do período de obtenção de créditos, mas já foram fixados, determinar se todas as fontes de dados e hipóteses são adequadas e se os cálculos estão corretos.	98	N/A Consulte B.8.3.a.		N/A	N/A
B.9. Avaliação de consideração prévia do mecanismo de desenvolvimento limpo (09)						
B.9.1.	A data de início relatada da atividade de projeto está de acordo com a versão mais recente do "Glossário de termos do MDL"?	106	De acordo com o Glossário do MDL, a data de início de uma atividade de projeto do MDL significa que a data de início de uma atividade de projeto do MDL é a primeira data em que tem início a implementação ou construção ou medida	/1//5//6//7/ /8//9//13/ /31//15//16/ /76//10//77/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
		real de uma atividade de projeto. A data escolhida refere-se ao contrato de concessão assinado entre a MME e a MESA.			
B.9.2. A data de início da atividade do projeto é anterior à data de publicação do DCP para consulta pública internacional?	105	De acordo com as evidências da documentação, a data de início da atividade do projeto é anterior à data da publicação do DCP para consulta pública internacional. A seção C.1.1. do DCP declara que a data de início do projeto é 13 de junho de 2008 e o DCP foi enviado para a página da UNFCCC em 21 de fevereiro de 2012.	/1/ /15/ /10/	OK	OK
B.9.3. “Se uma nova metodologia foi ou não proposta ao Conselho antes da data de início da atividade do projeto”	105	N/A		N/A	N/A
B.9.4. A data de início é posterior a 2 de agosto de 2008?	106 (a) & (b)	Não. A data de início do projeto é de 13 de junho de 2008.	/1/ /15/ /10/	OK	OK
B.9.5. Para novas atividades de projeto – o PP informou por escrito ao secretariado da UNFCCC e à AND anfitriã sobre o início do projeto e da sua intenção de obter status do MDL?	107	Conforme a orientação, o projeto não é uma nova atividade de projeto e não precisou submeter notificações de consideração prévia, mas o PP decidiu notificar a consideração prévia do MDL para a AND e para a UNFCCC em 25/08/2009.	/1//5//6/ /7//8//9/ /13//31/ /15//16//76/ /10//77/	SE-3 SE-4	OK OK
B.9.6. Para uma atividade de projeto existente, para a qual a data de início é anterior à data de publicação do DCP para consulta	108	A data de início do projeto é de 13 de junho de 2008; assim, a atividade do projeto é uma		N/A	OK

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
pública internacional confirme o seguinte		atividade existente.			
a. Os detalhes sobre a consideração prévia são fornecidos no DCP?	108(a)	Sim. Foi feita a verificação e a verificação cruzada de várias evidências, a fim de confirmar os detalhes de consideração prévia da atividade do projeto como um projeto do MDL. Algumas dessas evidências são as seguintes: • Proposta da Ecoinvest para desenvolver o projeto de MDL • Proposta da Ecoenergy para desenvolver o projeto de MDL • Estudo de Impacto Ambiental – Receitas dos créditos de carbono consideradas para ajudar na viabilidade financeira da atividade do projeto • Licença Prévia emitida pelo IBAMA • O contrato EPC foi assinado, condicionado à obtenção do contrato de concessão • Apresentação da reunião com o BNDES para financiamento da UHE Santo Antônio, considerou os créditos de carbono como um dos itens para assegurar a viabilidade do projeto • Aprovação da concepção de projeto básico pela ANEEL • Contrato de concessão assinado entre o Ministério de Minas e Energia e o proprietário do projeto (o EPC entra em vigor) • Notificação à AND e à UNFCCC sobre a atividade de projeto do MDL intitulada: Projeto de energia hidrelétrica Santo Antônio	/5//6//7//8//9//46//47//11//28//10//50//15//16/	N/A	OK
b. As evidências indicam que o PP	108(a)	Sim. Consulte as evidências supracitadas, em	/5//6//7//8//9	N/A	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	estava ciente sobre o MDL antes da data de início da atividade do projeto?		B.9.6.	//46//47//11//28//10//50//15//16/		
	c. Como o MDL afetou a decisão de continuar com a atividade do projeto?	108(a)	Sim. Consulte as evidências supracitadas, em B.9.6.	/5//6//7//8//9//46//47//11//28//10//50//15//16/	N/A	OK
	d. A decisão de continuar com a atividade do projeto foi tomada por uma pessoa autorizada?	108(a)	Sim. Consulte as evidências supracitadas, em B.9.6.	/5//6//7//8//9//46//47//11//28//10//50//15//16/	N/A	OK
	e. São fornecidas evidências que provem que foram tomadas ações contínuas e reais para garantir o status de MDL para o projeto em paralelo com a sua implementação?	108(b)	Sim. Consulte as evidências supracitadas, em B.9.6.	/5//6//7//8//9//46//47//11//28//10//50//15//16/	N/A	OK
		109 EB62 Anexo 13 Parág. 7	Sim. Consulte as evidências supracitadas, em B.9.6.			
	f. O intervalo entre as evidências documentadas para garantir o status de MDL é menor que 2 anos?	110(a)-(c) 111 EB62 Anexo 13 8(a)-(c)	Sim. Consulte as evidências supracitadas, em B.9.6.	/5//6//7//8//9//46//47//11//28//10//50//15//16/	N/A	OK
B.9.7.	Determine se, após a notificação inicial, o PP informou ao secretariado da UNFCCC a cada dois anos sobre o progresso da atividade do projeto?	EB62 Anexo 13 Parág. 5	Sim. Consulte as evidências supracitadas, em B.9.6.	/5//6//7//8//9//46//47//11//28//10//50//15//16/	/5//6//7//8//9//46//47//11//28//10//50//15//16/	OK
B.9.8.	A implementação da atividade do projeto foi interrompida após o início e a implementação recomeçou devido à consideração do MDL?	EB62 Anexo 05 Parág. 7	Não. O projeto será implementado em fases: começando suas operações comerciais em dezembro de 2011 e aumentando o número de grupos de geradores durante os anos (16 até o final de 2012; 28 no final de 2013; 33 até o final de 2014) até novembro de 2015, quando espera-	/3//10//15//16/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			se que esteja completamente operacional com 44 grupos de geradores.			
B.10. Adicionalidade de uma atividade de projeto (08)						
B.10.1. Para a demonstração de adicionalidade, confirme o seguinte						
	a. Todas as hipóteses e dados usados pelos participantes do projeto estão listados no DCP e confirmam os documentos fonte e/ou justificativas relacionados.	102	A equipe de validação confirma que todas as hipóteses e dados usados pelos participantes do projeto estão listados no DCP, assim como os documentos fonte e/ou justificativas relacionados.	/68//62//21// 10 //86//84// 87//99//82// 85//88//90// 92//89//20// /22//15//76// 13// /100//101//	OK	OK
	b. Toda a documentação é relevante e está corretamente citada e interpretada.	102	A equipe de validação confirma que toda a documentação é relevante e está corretamente citada e interpretada.	/68//62//21// 10 //86// /84//87//99// 82//85// /88//90//92// 89//20// /22//15//76// 77//13// /100//101//	OK	OK
	c. As hipóteses e os dados podem ser considerados razoáveis	102	A equipe de validação confirma que as hipóteses e dados podem ser considerados razoáveis.	/68//62//21// 10 //86// /84//87//99//	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
				82//85/ /88//90//92// 89//20/ /22//15//76// 77//13/ /100//101/		
	d. A metodologia aplicável se refere a ferramentas e diretrizes para demonstrar a adicionalidade?	103	A ACM0002 indica a Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade, v.06.0.0 no caso dessa atividade do projeto.	/62/	OK	OK
B.11. Análise de investimentos (11)						
	B.11.1. A análise de investimentos é usada para demonstrar a adicionalidade?	117	Sim		OK	OK
	B.11.2. O PP usou a versão mais recente das "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos", como indicado pelo Conselho e com outras provisões relevantes?	118	Sim. O PP aplicou a Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade, v.6.0.0.	/62/	OK	OK
	B.11.3. Um método de análise adequado foi escolhido para o projeto (análise de custo simples, análise comparativa de investimentos ou análise de benchmark)?	120 EB62 Anexo 5 19	A análise do investimento foi realizada de acordo com a opção III da "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade". De acordo com as diretrizes para a avaliação da análise do investimento, parágrafo 19, a análise de benchmark é o método adequado para demonstrar a adicionalidade dessa atividade de projeto uma vez que se trata de uma central hidroelétrica. Entretanto, os PPs deverão justificar o período usado para os diferentes parâmetros usados no cálculo do CMPC.	/1/ /2/ /3/ /68/ /62/ /21/ /10/ /20/ /22/	SE-4 SE-7 SE-14	OK OK OK
	B.11.4. Verificar a exatidão dos cálculos financeiros realizados para qualquer	120				



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
análise de investimento por meio dos seguintes pontos						
	a. O indicador financeiro é adequado no contexto da atividade do projeto?	120(a)	A equipe foi capaz de confirmar que a Taxa Interna de Retorno (TIR) é o indicador de acordo com as diretrizes para a avaliação da análise do investimento versão 5.0, parágrafo 12. Porém, os parâmetros de entrada para os cálculos da TIR não estavam claros. Uma SAC foi levantada.	/1/ /3/ /68/	SAC-5 SE-8 SE-14	OK
	b. O PP listou todos os parâmetros e hipóteses usados no cálculo do indicador financeiro selecionado?	120(a)	De acordo com as diretrizes da análise de investimento, parágrafo 19, a análise de benchmark é o método mais adequado para demonstrar a adicionalidade da Atividade de Projeto do MDL proposta, pois a alternativa à implementação da central hidrelétrica é o fornecimento de energia elétrica da rede. De acordo com o DCP, o PP demonstrou e avaliou a adicionalidade usando a análise de benchmark. A equipe de validação pode concluir que os dados, hipóteses, justificativas, documentação e fontes apresentados no DCP e usados para demonstrar e avaliar a adicionalidade são confiáveis e foram corretamente aplicados.	/1/ /3/ /68/ /62/ /21/ /10/ /20/ /22/	OK	OK
	c. Verifique os parâmetros e hipóteses usados avaliando as evidências disponíveis	120(a)	A equipe de validação conduziu uma avaliação rigorosa de todos os parâmetros e pressupostos usados nos cálculos financeiros. Os parâmetros financeiros utilizados estão disponíveis no Projeto Básico Consolidado de abril de 2009. Alguns dos valores de entrada usados nas planilhas/DCP precisam ter suas fontes/cálculos esclarecidos. A equipe de validação pode	/1/ /3/ /68/ /62/ /21/ /10/	SE-8 SAC-5 SE-14	OK OK OK OK OK OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			concluir, com base em análise feita em escritório e visita ao local, que as hipóteses, cálculos, fundamentos e outras fontes descritas no DCP usados na análise de investimento são válidos e foram aplicados corretamente. Não há custos irrecuperáveis envolvidos nessa atividade de projeto. O valor justo foi considerado. Entretanto, embora o valor justo considere corretamente os custos com terreno, seu cálculo se baseou na depreciação, o que incluiu inadequadamente os custos com terreno na depreciação. Foram considerados adequadamente para lucros líquidos para efeitos de cálculo dos indicadores financeiros. Entretanto, os PPs deverão esclarecer por qual motivo alguns itens como serviços de terreno e engenharia foram incluídos no cálculo da depreciação. A parte de custos de investimento que é financiada pelo capital próprio considerado está conforme a saída de fluxo de caixa líquida.	/20/		OK OK OK OK OK OK
	d. Os parâmetros estão sendo comparado com fontes de terceiros ou publicamente disponíveis?	120(b)	A equipe de validação consultou os websites, verificou e avaliou as informações usadas para demonstrar e avaliar a adicionalidade apresentadas pelas diversas entidades governamentais e não governamentais.	/1/ /3//86//84/ /87//99//82// 85/ /88//90//92// 89/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	e. O relatório do estudo de viabilidade e os relatórios financeiros anuais para a atividade de projeto proposta estão disponíveis	120(c)	N/A			
	f. Os cálculos conduzidos pelo PP são adequados?	120(d)	Os valores financeiros são apresentados de forma transparente em planilhas separadas com as fórmulas legíveis. O período considerado é de 24 anos, o que está de acordo com as Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos - versão 5, parágrafo 3, dado que o valor justo dos ativos da atividade do projeto tenha sido incluído ao fim do período de avaliação.	/1/ /3/	OK	OK
	g. Análise de sensibilidade	120(e) EB62 Anexo 5 20-21				
	i O PP forneceu justificativa sobre os parâmetros que são cobertos para a sensibilidade?	EB62 Anexo 5 20	Sim. A análise de sensibilidade foi realizada para os parâmetros que provavelmente irão flutuar ao longo do tempo e contribuir para mais de 20% dos custos do projeto ou receitas totais atendendo às Diretrizes para a avaliação da análise do investimento. A variação é tida como adequada e razoável na análise de sensibilidade para essa atividade de projeto.	/1/ /3/ /68/	SE-35 SE-14	OK
	ii Há qualquer parâmetro que represente menos de 20% e que tenha impacto material na análise?	EB62 Anexo 5 20	Não.	/1/ /3/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
		iii O PP considerou variações razoáveis?	EB62 Anexo 5 21	Portanto, as variações foram feitas pela alteração dos seguintes parâmetros: - Reduzindo as despesas de investimento (custos de investimento). - Aumentando a receita do projeto (tarifa de eletricidade); - Aumentando a geração de energia pela planta (geração de energia); - Reduzindo o custo de operação (custos totais de operação)	/1/ /3/	SE-5	OK
		iv Os resultados das variações são apresentados no DCP e tais resultados podem ser reproduzidos nas planilhas associadas?	EB62 Anexo 5 20	As variáveis foram sujeitas adequadamente a uma variação razoável. Os resultados da variação apresentados no DCP e nas planilhas foram reproduzidos pela equipe.	/1/ /3/	SE-5	OK
		v Confirme a precisão da análise de sensibilidade feita pelo PP avaliando os cenários "em que condições ocorreriam variações no resultado e a probabilidade dessas condições foi avaliada".	EB62 Anexo 5 21	Parar todos os cenários com variações de +/- 10% estavam abaixo do benchmark e os PPs justificaram adequadamente que a probabilidade dessas condições ultrapassarem o benchmark são muito baixas. Isso foi confirmado e comparado adicionalmente pela equipe de validação.	/1/ /3/	SE-5	OK
B.11.5. Caso o PP tenha usado a análise do benchmark, confirme o seguinte			121				
	a.	O tipo de benchmark aplicado é adequado ao tipo de indicador financeiro?	121(a)	A análise do investimento foi realizada de acordo com a opção III da "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade". Com base nela, a atividade do projeto não é a mais atrativa quer financeira quer economicamente; nem a mais viável quer	/1/ /2/ /3/ /68/ /62/	SAC4	OK OK OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			financeira quer economicamente, sem as receitas da venda de reduções certificadas de emissões (RCE). De acordo com as diretrizes para a avaliação da análise do investimento, parágrafo 19, a análise de benchmark é o método adequado para demonstrar a adicionalidade dessa atividade de projeto uma vez que se trata de uma central hidroelétrica.	/21/ /10/ /20/ /22/		
	b. O PP aplicou algum prêmio de risco na determinação do benchmark?	121(b)	Os PPs aplicaram um prêmio de mercado com base na diferença histórica entre os retornos da S&P 500 e os retornos dos títulos dos EUA de longo prazo. O spread sobre a taxa livre de riscos é a média da diferença entre esses retornos. A equipe de validação confirmou que o cálculo fornecido para o prêmio do risco de capital próprio (de 1928 a 2010) na planilha do CMPC, planilha "Returns by year") para ações (11,69%) menos T-Bonds (5,26%) está correto e é aplicável no momento da decisão do investimento e também foi feita uma verificação cruzada com os valores fornecidos no website de Damodaran /90/. A adoção de um período abrangendo 82 anos fornece um número mais consistente, dado que a volatilidade nas ações é alta e, portanto, um período maior é melhor para obter uma média mais precisa razoável e adequada ao contexto da atividade do projeto. Portanto, a PJRCES considera que a determinação do prêmio de risco de capital próprio pelo PPs está correta e é adequada para	/21/ /90/.	SAC4	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			o contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.			
	c. Determinar se é razoável pressupor que nenhum investimento seria feito a uma taxa de retorno menor que o benchmark?	121(c)	A equipe de validação verificou o cálculo na planilha do CMPC e concluiu que o mesmo é preciso. Além disso, a equipe da PJR CES comparou esse cálculo com outras publicações discutindo o custo de capital de empresas no setor elétrico do Brasil e concluiu que o valor obtido para Ke pelos PPs é conservador e adequado ao contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.	/21/ /84//85/	SAC4	OK
B.11.6. Verifique a precisão de toda a análise de investimento (de acordo com a diretriz de investimento)		120				
	a. O período de avaliação da análise de investimentos reflete a vida útil técnica da atividade do projeto, ou caso um período menor seja escolhido, o valor justo dos ativos da atividade do projeto ao final do período de análise de investimentos (como uma entrada de caixa) estão incluídos?	EB62 Anexo 5 3-4	O período considerado é de 24 anos, o que está de acordo com as Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos - versão 5, parágrafo 3, dado que o valor justo dos ativos da atividade do projeto tenha sido incluído ao fim do período de avaliação.	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92// 89//20//22/	SAC4	OK
	b. A vida útil técnica (restante) dos equipamentos existentes ou do projeto está definida de acordo com a orientação da <i>Ferramenta para determinar a vida útil restante dos equipamentos</i> ?	EB50 Anexo 15	A vida útil operacional prevista para a atividade do projeto é de 35 anos de acordo com o contrato de concessão, que está de acordo com a <i>Ferramenta para determinar a vida útil restante dos equipamentos</i> .	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92// 89//20//22/	SAC4	OK
	c. O valor justo é calculado de acordo com as normas contábeis locais,	EB62 Anexo 5	O valor justo foi considerado. Entretanto, embora o valor justo considere corretamente os custos	/1/ /3//68/	SAC4	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	onde disponível, ou com as melhores práticas internacionais?	4	com terreno, seu cálculo se baseou na depreciação, o que incluiu inadequadamente os custos com terreno na depreciação.	/62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92// 89//20//22//		
	d. O valor contábil do patrimônio e a expectativa de potenciais lucros ou prejuízos na realização do patrimônio estão incluídos no cálculo do valor justo?	EB62 Anexo 5 4	O valor justo foi considerado. Entretanto, embora o valor justo considere corretamente os custos com terreno, seu cálculo se baseou na depreciação, o que incluiu inadequadamente os custos com terreno na depreciação.	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92// 89//20//22//	SAC4	OK
	e. A depreciação e outros itens não monetários relacionados à atividade do projeto (que foram deduzidos da receita bruta sobre a qual o imposto é calculado) foram adicionados de volta aos lucros líquidos para fins de cálculo do indicador financeiro (p.ex. TIR, VPL)?	EB62 Anexo 5 5	Foram considerados adequadamente para lucros líquidos para efeitos de cálculo dos indicadores financeiros. Entretanto, os PPs deverão esclarecer por qual motivo alguns itens como serviços de terreno e engenharia foram incluídos no cálculo da depreciação.	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92// 89//20//22//	SAC4	OK
	f. Os impostos estão excluídos da análise de investimentos ou o benchmark é destinado para comparações após os impostos?	EB62 Anexo 5 5	A parte de custos de investimento que é financiada pelo capital próprio considerado está conforme a saída de fluxo de caixa líquida.	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92// 89//20//22//	SAC4	OK
	g. Os valores de entrada usados na análise de investimentos eram válidos e aplicáveis no momento da tomada de decisão?	EB62 Anexo 5 6 122(a)	Alguns dos valores de entrada usados nas planilhas/DCP precisam ter suas fontes/cálculos esclarecidos. A equipe de validação pode concluir, com base em análise feita em escritório e visita ao local, que as hipóteses, cálculos, fundamentos e outras fontes descritas no DCP	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92//	SAC4	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			usados na análise de investimento são válidos e foram aplicados corretamente.	89//20//22/		
	h. Há algum custo irrecuperável considerado na análise?	EB62 Anexo 5 6	Não há custos irre recuperáveis envolvidos nessa atividade de projeto.	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92// 89//20//22/	OK	OK
	i. O fator de capacidade escolhida para a planta está de acordo com a mais recente edição das <i>Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de capacidade das plantas</i>	EB48 Anexo 11 3(a)-(b)	O conjunto de 05 turbogeradores mencionados acima conferiram uma energia assegurada total de 2,218 MWméd/ano/14/ e um fator de capacidade final da planta de 70,4%. O projeto gerará um total de 19.429.680 MWh/ano (2.218 MW * 8760h/ano). A eletricidade líquida enviada à rede é calculada como 18.967.254 MWh/ano após deduzir as perdas de transmissão da rede (2,38%). A PJRCES analisou ambos os documentos e também considerando que a energia assegurada foi aprovada pela ANEEL, enquanto submete a atividade do projeto para a obtenção de uma aprovação para instalação, a mesma é considerada como de acordo com as exigências das 'Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de capacidade das plantas'/66/.	/14/ /15/ /77/ /66/	SE-9	OK
	Os PPs forneceram versões de planilhas de toda a análise de investimentos onde	EB62 Anexo 5 8	➡			



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO		
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL	
	i	Todas as fórmulas usadas na análise podem ser lidas	EB62 Anexo 5 8	Os valores financeiros são apresentados de forma transparente em planilhas separadas com as fórmulas legíveis.	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92// 89//20//22/	OK	OK
	ii	Todas as células relevantes são visualizáveis e desprotegidas	EB62 Anexo 5 8	Todas as células relevantes são visualizáveis e desprotegidas	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92// 89//20//22/	OK	OK
	j.	No caso da TIR do projeto: Os custos das despesas financeiras (repagamentos de empréstimos e juros) estão excluídos do cálculo da TIR do projeto?	EB62 Anexo 5 9	As despesas financeiras não foram consideradas no cálculo da TIR.	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92// 89//20//22/	OK	OK
	k.	No caso da TIR de capital próprio: A parte dos custos de investimento que é financiada por capital próprio é considerada como fluxo de saída de caixa líquido? E a parte financiada por dívida está excluída do fluxo de saída de caixa líquido?	EB62 Anexo 5 10	A parte de custos de investimento que é financiada pelo capital próprio considerado está conforme a saída de fluxo de caixa líquida.	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92// 89//20//22/	OK	OK
	l.	Nos casos em que um benchmark após os impostos é aplicado, certifique-se de que os juros reais pagáveis sejam levados em consideração no cálculo do imposto	EB62 Anexo 5 11	Sim.	/21/ /84//85/	OK	OK

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	de renda.					
	m. Caso a abordagem de benchmark seja usada, o benchmark selecionado pelo PP é adequado ao tipo de cálculo da TIR apresentado?	EB62 Anexo 5 12	A equipe de validação verificou o cálculo na planilha do CMPC e concluiu que o mesmo é preciso. Além disso, a equipe da PJR CES comparou esse cálculo com outras publicações discutindo o custo de capital de empresas no setor elétrico do Brasil e concluiu que o valor obtido para Ke pelos PPs é conservador e adequado ao contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.	/21/ /84//85/	SE-18 SE-19	OK
	n. O projeto pode ser desenvolvido por qualquer outra entidade que não o PP?	EB62 Anexo 5 13	Sim	/21/ /84//85/	OK	OK
	o. Os retornos esperados/benchmarks internos da empresa (incluindo os usados como retorno esperado sobre o capital próprio no cálculo de um custo médio ponderado do capital - CMPC) foram aplicados nos casos em que existe somente um possível desenvolvedor do projeto?	EB62 Anexo 5 14	N/A.		N/A	N/A
	p. Se o benchmark for baseado nos parâmetros que são padrão no mercado, então confirme o seguinte	EB62 Anexo 5 15				
	i O que foi considerado como custo do capital próprio?	EB62 Anexo 5 15	Ke = 14,62%. A equipe de validação verificou o cálculo na planilha do CMPC /21/ e o considerou exato. Além disso, a equipe da PJR CES comparou esse cálculo com outras publicações que discutem o custo de capital de empresas no setor elétrico brasileiro /84//85/ e considerou o valor obtido para Ke pelos PPs como sendo	/21/ /84//85/	SE-18 SE-19	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
				conservador e adequado no contexto da atividade do projeto e do cálculo do benchmark.			
		ii O que foi considerado como custo da dívida?	EB62 Anexo 5 16	Kd = 3,47%. A equipe de validação verificou o cálculo na planilha do CMPC /21/ e o considerou exato. Além disso, a equipe da PJR CES comparou esse cálculo com outras publicações que discutem o custo de capital de empresas no setor elétrico brasileiro /84//85/ e considerou o valor obtido para Kd pelos PPs como sendo conservador e adequado ao contexto da atividade do projeto e do cálculo do benchmark.	/21/ /84//85/	OK	OK
		iii O que foi considerado como estrutura de dívida/capital próprio?	EB62 Anexo 5 18	We e Wd são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. O PP aplicou We de 50,00% e Wd de 50,00%, que estão de acordo com o parágrafo 18 das "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos", versão 5 /68/.	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85// 88//90//92// 89//20//22/	OK	OK
		q. Em alguns casos, se o benchmark interno de uma empresa for usado para retorno esperado sobre o capital,	EB62 Anexo 5 16-17				
		i Confirme "O que foi considerado como custo da dívida?" a partir dos seguintes pontos:	EB62 Anexo 5 16	N/A		N/A	N/A
		ii Caso os empréstimos sejam considerados	EB62 Anexo 5 16	N/A		N/A	N/A
		iii Caso os títulos sejam considerados	EB62 Anexo 5	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			16				
		iv Em casos onde a estrutura de financiamento de débito/capital do projeto ainda não está disponível (p.ex. uma carta de intenções para o financiamento do débito não está disponível)	EB62 Anexo 5 16	N/A		N/A	N/A
		v Confirme se o DCP justifica e documenta claramente a opinião escolhida:	EB62 Anexo 5 16	N/A		N/A	N/A
		vi O que foi considerado como estrutura de dívida/capital próprio?	EB62 Anexo 5 17	N/A		N/A	N/A
B.11.7. Onde os participantes do projeto tiverem como base os valores dos Relatórios do Estudo de Viabilidade (REV) que são aprovados pelas autoridades nacionais para as atividades de projeto do MDL propostas, determine o seguinte			122	N/A		N/A	N/A
	a.	O REV é a base da decisão em continuar com o investimento no projeto?	122(a)	N/A		N/A	N/A
	b.	Os valores usados no DCP são totalmente consistentes com o REV	122(b)	N/A		N/A	N/A
	c.	Os valores de entrada do REV são válidos e aplicáveis no momento da decisão de 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 do projeto não é a opção economicamente ou financeiramente mais atrativa, ou			119	A equipe de validação pode concluir que os dados, hipóteses, justificativas, documentação e fontes apresentados no DCP e usados para demonstrar e avaliar a adicionalidade são	/1/ /3//68/ /62//21//10// 86//84//87// 99//82//85//	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
economicamente ou financeiramente viável, sem o MDL?			confiáveis e foram corretamente aplicados.	88//90//92// 89//20//22/		
B.12. Análise de barreiras (12)						
B.12.1. Caso o PP tenha usado a análise de barreiras, confirme o seguinte		124				
	Quais são as barreiras enfrentadas pela atividade do projeto?	124	N/A. O PP selecionou a análise de investimentos para demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto proposta.		N/A	N/A
	Como é justificado e evidenciado no DCP que as barreiras são reais?	126(a)	N/A		N/A	N/A
	Como é justificado que a(s) barreira(s) real(is) identificada(s) evita(m) a implementação da atividade do projeto?	124(a) 126(b)	N/A		N/A	N/A
	É justificado que a(s) barreira(s) real(is) identificada(s) não evita(m) a implementação de pelo menos uma das alternativas	124(b) 126(b)	N/A		N/A	N/A
	Alguma das questões identificadas tem um impacto claro direto nos retornos financeiros da atividade do projeto? Ao responder à questão acima exclua os seguintes Barreiras relacionadas a riscos, por exemplo, risco de falha técnica, que poderiam ter efeitos negativos no desempenho financeiro, ou Barreiras relacionadas à indisponibilidade das fontes de financiamento para a	125(a)-(b)	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	atividade do projeto					
B.13.	Análise da prática comum (13) (No caso de projeto de pequena escala pule este passo)					
B.13.1.	Para atividades de projeto que se enquadram no parágrafo 6 da ferramenta metodológica “Demonstração e avaliação da adicionalidade” versão 06.0.0, o seguinte procedimento		O PP não aplicou o parágrafo 47 da ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade /62/ na análise da prática comum. Portanto, a SAC 2 foi levantada.	/1/ /62/ /118/	SAC-2	OK
	a. Passo 1: O PP calculou a faixa de geração aplicável como +/-50% da geração de projeto ou da capacidade da atividade de projeto proposta	EB65 Anexo 21 47	Sim. A faixa de saída aplicável foi definida.	/1/ /62/ /118/	OK	OK
	b. Passo 2:					
	i O que foi identificado como área geográfica	EB65 Anexo 21 5	Sim. A área geográfica identificada é todo o país anfitrião, Brasil.	/1/ /62/ /118/	OK	OK
	ii ii. O PP identificou todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade na faixa aplicável calculada no Passo 1?	EB65 Anexo 21 47	Sim. Todas as plantas entregando a mesma saída dentro da área geográfica identificada foram determinadas. Foi identificado um total de 06 plantas.	/1/ /62/ /118/	OK	OK
	iii Qual é o número de plantas identificadas que iniciaram a operação comercial antes da data de início da atividade do projeto?	EB65 Anexo 21 47	Todas as 06 plantas identificadas iniciaram suas operações antes da data de início da atividade do projeto.	/1/ /62/ /118/	OK	OK
	c. Passo 3: que é o número de plantas	EB65	Com base na análise e considerando-se as	/1/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	identificadas no Passo 2 acima que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada pela atividade de projeto proposta.	Anexo 21 47	reformas no setor elétrico no país anfitrião e a emergência de um novo modelo de financiamento, demonstrou-se que todas as 06 plantas estão sob tecnologias diferentes.	/62/ /118/		
	d. Passo 4: Qual é a participação das plantas que usam tecnologia similar à tecnologia usada na atividade de projeto proposta em todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade da atividade de projeto proposta?	EB65 Anexo 21 47	Todas as 06 plantas usam tecnologia diferente.	/1/ /62/ /118/	OK	OK
B.13.2.	A região definida para a análise da prática comum é adequada para o tipo de tecnologia/setor?	129 (a)	Sim.	/1/ /62/ /118/	N/A	N/A
B.13.3.	Descrever até que ponto projetos similares foram realizados na região pertinente?	129 (b)	N/A		N/A	N/A
B.13.4.	Caso projetos similares sejam identificados, existem diferenças-chave entre o projeto proposto e os existentes ou em andamento e que tipos de diferenças são observados?	129 (c)	N/A		N/A	N/A
B.13.5.	Confirmar que a atividade do projeto não é uma prática comum	130 (d)	O PP aplicou o parágrafo 47 da Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade/62/ para a análise da prática comum.	/1/ /62/ /118/	OK	OK
B.14. Plano de monitoramento (14)						
Emissões da linha de base						
B.14.1.	O plano de monitoramento descrito cobre todos os parâmetros de monitoramento exigidos pela metodologia aplicada,	132(a)	O plano de monitoramento descrito no DCP inclui a quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta/unidade do projeto	/1/ /2/ /3/	SAC-10	OK OK

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
inclusive a(s) ferramenta(s) aplicável(is)?		à rede no ano e será monitorada de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada ACM0002 versão 12.3.0. Haverá 44 turbogeradores e serão seguidos os 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. Existirão pelo menos 2 medidores de energia (principal e reserva) que serão especificados pelo ONS (modelo e tipo). Os medidores serão calibrados de acordo com as exigências do ONS pela entidade Rede Brasileira de Calibração (RBC). A eletricidade líquida será monitorada usando os medidores e será feita a verificação cruzada da quantidade de eletricidade gerada com a fatura da empresa de energia. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) deve realizar o pagamento da eletricidade mensalmente.	/15/ /16/ /57/ /10/ /63/		
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 as exigências da metodologia aplicada, inclusive a(s) ferramenta(s) aplicável(is)	132(a)				



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	EG _{facility} - Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y	132(a)	<u>Fonte:</u> Medida com medidores de eletricidade bidirecionais - Principal e reserva (Precisão: 0,2%) localizados na subestação, que monitorarão: (iii) A quantidade de eletricidade fornecida pela planta do projeto à rede, e (iv) A quantidade de eletricidade fornecida para a planta do projeto vinda da rede. <u>Frequência de monitoramento</u> A energia será medida continuamente, agregada a cada 15 minutos e será consolidada mensalmente. /40/. <u>Calibração:</u> A cada 2 anos /40/. <u>Verificação cruzada:</u> A geração de eletricidade pela planta publicada pela CCEE será usada para confirmar as informações dos participantes do projeto.	/40/ /75/ /39/ /15/ /76/	SE-17 SAC-6	OK OK OK
	EF _{grid,OM,y} - Fator de emissão de CO2 da margem de operação no ano y		<u>Fonte:</u> A OM é calculada pela CIMGC (AND brasileira), de acordo com a metodologia ACM0002 e com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", Opção (c): OM da análise dos dados de despacho. O fator de emissão é fornecido anualmente no website da CIMGC /39/. <u>Frequência de monitoramento</u> Anualmente.			
Emissões do projeto						
B.14.3. O plano de monitoramento descrito cobre todos os parâmetros de monitoramento exigidos pela metodologia aplicada,		132(a)	De acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0, a emissão do projeto PEy = 0 se a densidade de potência (PD) for	/1/ /4/ /57/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
inclusive a(s) ferramenta(s) aplicável(is)?			maior que 10 w/m ² . Uma vez que a PD é menor que 10 w/m ² , então as emissões do projeto foram adequadamente contabilizadas.	/39/ /73/		
B.14.4. A descrição dos parâmetros de monitoramento inclui os meios de monitoramento de todos os parâmetros contidos no plano de monitoramento de acordo com as exigências da metodologia aplicada?		132(a)				
	Cap _{PJ} - Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto.	132(a)	<i>Fonte:</i> Determinado com base em normas reconhecidas do PBC/15/ e aprovado pela ANEEL/76/. <i>Frequência de monitoramento</i> Anual.	/40/ /75/ /39/ /15/ /76/	OK	OK
	Ap _{PJ} - Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.		<i>Fonte:</i> Determinado sob o nível de água máximo revisado de 70,5 m conforme relatado à ANEEL em 16 de junho de 2011/77/ e confirmado na Licença de Operação emitida pelo IBAMA/30/. <i>Frequência de monitoramento</i> Anual			
Emissões das fugas						
B.14.5. O plano de monitoramento descrito cobre todos os parâmetros de monitoramento exigidos pela metodologia aplicada, inclusive a(s) ferramenta(s) aplicável(is)?		132(a)	N/A. De acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0, as emissões das fugas não foram consideradas.		N/A	N/A
B.14.6. A descrição dos parâmetros de monitoramento inclui os meios de monitoramento de todos os parâmetros contidos no plano de monitoramento de		132(a)	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
acordo com as exigências da metodologia aplicada?					
Parâmetro 1	132(a)	N/A		N/A	N/A
B.14.7. Confirmar se as disposições do monitoramento descritas no DCP podem ser adequadamente implementadas no contexto da atividade do projeto?	132 (b)(i)	O plano de monitoramento descrito no DCP inclui a quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano e será monitorada de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada ACM0002 versão 12.3.0. Haverá 44 turbogeradores e serão seguidos os procedimentos oficiais da ANEEL, 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 reserva) localizados na subestação. Os medidores serão calibrados de acordo com as exigências do ONS pela entidade Rede Brasileira de Calibração (RBC). A eletricidade líquida será monitorada usando os medidores e será feita a verificação cruzada da quantidade de eletricidade gerada com a fatura da empresa de energia. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) deve realizar o pagamento da eletricidade mensalmente.	/1/ /57/ /40/ /75/ /76/ /15/	OK	OK
B.14.8. A descrição dos procedimentos de GQ/CQ é suficiente para assegurar que as reduções de emissões alcançadas pela	132 (b)(ii)	Sim. Eles serão realizados de acordo com as normas nacionais do ONS e CCEE.	/1/ /57/ /40/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
atividade do projeto possam ser relatadas ex-post e verificadas?			/75/ /76/ /15/		
B.14.9. O DCP identifica os procedimentos de gerenciamento dos dados?	132 (b)(ii)	Sim. Eles serão realizados de acordo com as normas nacionais do ONS e CCEE.	/1/ /57/ /40/ /75/ /76/ /15/	OK	OK
C. Impactos ambientais (Seção M – PVV02)					
C.1.1. O PP realizou uma análise dos impactos ambientais da atividade de projeto proposta?	134	O PP realizou um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) que foi aprovado, conforme a Licença de Instalação emitida.	/1//28//29/ /25/	OK	OK OK
C.1.2. Os impactos ambientais transfronteiriços foram considerados na análise?	134	Não.	/1/ /28/ /29/ /25/	OK	OK
C.1.3. Existem exigências da parte anfitriã para um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) para o tipo e tecnologia da atividade do projeto?	135	Alguns efeitos ambientais adversos podem ocorrer principalmente durante a construção e foram implementados programas ambientais para evitar ou minimizar esses efeitos.	/79//11//25/	OK	OK
C.1.4. No caso de um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) ser exigido pela parte anfitriã, ele foi realizado, e se aplicável, foi devidamente aprovado pelo órgão competente?	135	A aprovação dos EIAs significa a conformidade com a legislação ambiental do país anfitrião.	/11//28//29/ /105/	OK OK	OK OK
C.1.5. O DCP descreve de forma suficiente a análise do estudo de impacto ambiental da	135	Sim. O DCP descreve de forma suficiente a análise do estudo de impacto ambiental da	/1/ /24/	OK	OK

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
atividade do projeto alinhada com a legislação ambiental da parte anfitriã?		atividade do projeto alinhada com a legislação ambiental da parte anfitriã. Os PPs também fornecem mais detalhes no Apêndice 4 - Final – Comentários públicos./24/			
C.1.6. Os impactos ambientais transfronteiriços foram considerados no EIA?	134	O projeto não implica impactos ambientais transfronteiriços negativos, caso contrário, a licença não teria sido emitida	/1/ /24/ /79/ /11/ /25/	OK	OK
D. Consulta pública local (Seção N – PVVv02)					
D.1.1. A consulta pública local foi realizada antes da publicação do DCP para consulta pública internacional?	138 (PP: 69)	A equipe de validação verificou durante a visita ao local que as cartas/17//18/ foram enviadas a todos os atores exigidos e que a versão em português do DCP está disponível no website: https://sites.google.com/site/consultadcp/projeto-uhe-santo-antônio A versão em português do DCP se encontrava disponível no website mencionado acima em 23 de dezembro de 2011. Ambos (cartas-convite e website com a versão em português do DCP) cumpriram o limite do prazo estabelecido de 15 dias antes do início do processo de consulta pública internacional.	/1/ /17/ /18/ /19/ /24/ /107/	OK	OK
D.1.2. O PP identificou e convidou os atores pertinentes para a consulta pública local?	139 (a)	O processo de consulta pública local no Brasil é regulado pelas resoluções da AND brasileira. Cartas convidando os atores para comentar o projeto deverão ser enviadas para: • Ministério Público Federal; • Ministério Público do Estado de Rondônia; • IBAMA	/1/ /17/ /18/ /19/ /24/ /107/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
		• Agência ambiental de Rondônia - SEDAM; • Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento; • Prefeitura de Porto Velho; • Câmara Municipal de Porto Velho; • Secretaria do Meio Ambiente de Porto Velho; • Sindicato dos Trabalhadores Rurais do Município de Porto Velho;			
D.1.3. O DCP resume de forma clara os comentários recebidos durante a consulta?	139 (b)	O DCP faz referência ao Apêndice 4/107/, no qual estão incluídos todos os comentários e respostas.	/1/ /20/ /17/ /18/ /19/ /107/	OK	OK
D.1.4. É demonstrado que o PP considerou todos os comentários recebidos na atividade de projeto proposta?	139 (c) (PP: 68)	O DCP faz referência ao Apêndice 4/107/, no qual todos os comentários estão incluídos e devidamente respondidos.	/1/ /20/ /17/ /18/ /19/ /107/	SE-9	OK
E. Exigências específicas da validação (Seção N – PVVv02)					
E.1. Atividades de projeto de pequena escala					
E.1.1. O projeto se qualifica como uma atividade do projeto de MDL de pequena escala como definido na "Resolução 4/CRP.1, anexo II".	150	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
E.1.2. Para uma atividade de projeto que está dentro do limite de atividade de projeto de pequena escala, mas aplica uma metodologia aprovada de grande escala, confirmar se esta atividade do projeto segue as modalidades e procedimentos de atividades de projeto de grande escala.	151	N/A		N/A	N/A
E.1.3. Confirmar se a atividade do projeto se qualifica dentro dos limites dos três tipos possíveis de atividades de projeto de pequena escala.	152 (a)	N/A		N/A	N/A
E.1.4. A atividade de projeto está de acordo com uma das categorias de pequena escala aprovadas e aplica a ferramenta ou metodologia pertinente?	152 (b)	N/A		N/A	N/A
E.2. Desagrupamento					
É demonstrado que a atividade do projeto de pequena escala não é um componente desagrupado de uma atividade de projeto maior?	154 155 156	N/A		N/A	N/A
E.3. Adicionalidade de atividades de projeto de pequena escala					
A justificativa da adicionalidade está de acordo com as exigências da metodologia e/ou ferramentas metodológicas aplicadas?	158	N/A		N/A	N/A
A atividade do projeto se qualifica como atividade de microescala	158 159 160	N/A		N/A	N/A

RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Tabela 3: Resolução de problemas identificados na tabela 2 da lista de verificação de validação

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
SAC 1	A CA do país anfitrião não foi apresentada pelo PP.	A.2.	Resposta do PP (1ª rodada)	É um procedimento comum no Brasil. Após o parecer de validação positivo da EOD, a AND brasileira emite a CA e, tendo o país anfitrião a CA, o país do Anexo I irá emitir a sua CA. A SAC 1 está encerrada (após submeter o DCP e o relatório de validação à AND e obter sua aprovação).
		A.3	De acordo com a Resolução nº 1 da AND brasileira (cópia enviada à EOD), art. 3º, "a fim de obter a aprovação para as atividades de projeto no âmbito do MDL, os proponentes do projeto devem apresentar... o relatório de validação do projeto elaborado pela EOD ...para envio ao Conselho Executivo do MDL no âmbito da UNFCCC (em inglês e português)."	
		A.4	Portanto, a CA pode ser obtida somente após a emissão do relatório final de validação.	
SAC 2	O PP precisa considerar a diretriz sobre a prática comum (Ref. 25) na análise de adicionalidade.	B.1.3	Resposta do PP (1ª rodada) É usada a versão mais recente da "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" (versão 6.0.0), que já incorpora as "Diretrizes sobre a prática comum" (versão 01.0). No entanto, o DCP foi revisado para considerar a versão mais recente da ACM0002 (versão 13.0.0) e da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"	Os PPs atualizaram o DCP com a "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" (versão 6.0.0), também para realizar a análise da prática comum. No entanto, o Passo 2 do parágrafo 47 não foi seguido de acordo com a orientação da ferramenta, que solicita a identificação de todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável calculada no Passo 1, da atividade de projeto proposta, exceto para



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			(versão 2.2.1). Consulte a segunda versão do DCP anexada a esta resposta. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Os participantes do projeto revisaram a análise da prática comum e a partir do banco de dados da ANEEL e da faixa determinada no Passo 1 (1.575,2 a 4.725,6 MW), foram identificadas e consideradas nas práticas comuns somente grandes centrais hidrelétricas. Portanto, nenhuma alteração relacionada a N_{all} e N_{diff} foi feita. Consulte a terceira versão do DCP e a planilha revisada da prática comum anexa para acessar as informações completas.	outros projetos do MDL. <i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Os participantes do projeto revisaram adequadamente a análise da prática comum de acordo com o parágrafo 47 da "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" (versão 6.0.0), que incluiu todas as plantas que apresentam a mesma capacidade instalada do Projeto Santo Antônio. A SAC 2 está encerrada.
SAC 3	Indicar na seção B.8 do DCP se o consultor também é um PP de acordo com as diretrizes do DCP (Ref.: 3).	A.3.2	<i>Resposta do PP (1ª rodada)</i> A Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. não é participante do Projeto de Energia Hidrelétrica de Santo Antônio. O DCP foi revisado, considerando a publicação do Padrão de Projeto do MDL (PP), o Padrão de Validação e Verificação (PVV) e o Procedimento do Ciclo do Projeto (PCP) ("PVV com marcas de revisão").	O DCP foi revisado, considerando o PVV com marcas de revisão, portanto, a exigência da seção B.8 das Diretrizes do DCP não é mais aplicável. A SAC 3 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			Portanto, foram usados o formulário do DCP (versão 4.1) e as "Diretrizes para preenchimento do formulário de concepção do projeto" (versão 1.0). Como a versão 4.1 do formulário do DCP não exige as informações indicadas na seção B.8 da versão anterior do formulário do DCP, elas não estão incluídas.	
SAC 4	Além disso, na análise de investimentos: o valor do CMPC não está consistente no DCP, Apêndice 1 e Apêndice 2.	B.11.5	<i>Resposta do PP (1ª rodada):</i> Como apresentado no Apêndice 1 e no DCP, o valor do CMPC é 10,35%. O Apêndice 2 continha um erro de digitação e foi revisado para corresponder ao valor exato.	O Apêndice 2 (planilha da TIR) foi revisado pelos PPs e está consistente com o DCP e o Apêndice 1 (planilha do CMPC). A SAC 4 está encerrada.
SAC 5	Além disso, na análise de investimentos: O cálculo da TIR (Apêndice 2) esclarece todas as fontes e datas usadas.	B.11.6	<i>Resposta do PP (1ª rodada)</i> A planilha de cálculo da TIR e o DCP foram revisados pra incluir as referências às fontes que faltavam. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Como solicitado, todas as fontes de entradas e datas foram incluídas na planilha de cálculo da TIR. Consulte a versão revisada anexa a essa resposta. <i>Resposta do PP (3ª rodada):</i> Conforme solicitado, os participantes do projeto incluíram o valor unitário na	A planilha de cálculo da TIR foi melhorada, no entanto, ainda existem alguns itens que devem ser esclarecidos/evidenciados. Consulte a SE 14. <i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Inclua as unidades para os valores relatados nas Folhas: "Financiamento", "Inv", "Investimento Anual" e revise a unidade mencionado na Folha "Análise de Investimento de FC livre" (Cél B35) e Folha "Análise de sensibilidade de FC livre" (Cél B55).



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			folhas de “Financiamento”, “Inv” e “Investimento Anual”. Além disso, Célula 035 e Célula B55 das folhas “Análise de Investimento de FC livre” e “Análise de sensibilidade de FC livre”, respectivamente, foram revisadas. Consulte o arquivo revisado “UHE Sto Antônio-PDD-App 2-IRR-12.10.03.xls”.	<i>Resposta da EOD na 3ª rodada</i> Os PP incluíram o valor de unidades que estava faltando na planilha TIR App.2 de 10/03/12. A SAC 5 foi encerrada.
SAC 6	O fator de emissão é calculado ex-post e o fator de emissão da margem de construção é apresentado na seção B.6.2 e o fator de emissão da margem de operação na seção B.7.1. O PP deve revisar as informações.	B.8	<i>Resposta do PP (1ª rodada)</i> Como descrito no DCP, os fatores de emissão da margem de construção e operação escolhidos são os fornecidos pela AND brasileira. Para o fator de emissão da margem de operação é aplicada a análise dos dados de despacho, necessariamente o período ex-post. Para o fator de emissão da margem de construção, em termos de período, é escolhida a opção 1 (para o primeiro período de obtenção de créditos, calcular o fator de emissão da margem de construção ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra m no momento do envio do MDL - DCP à EOD para	A escolha dos dados fornecidos no DCP para a margem de construção na Seção B.6.1 ainda não está consistente com os fornecidos na Seção B.6.2 e com o período dos dados descrito para calcular $FE_{EL,m,y}$. O PP deve revisar as informações. <i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> As informações revisadas a respeito da Margem de Construção agora estão consistentes e em conformidade com a Opção 1 do Passo 5 da <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico v.2.2.1</i>. A SAC 6 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			validação). Portanto, o fator de emissão da margem combinada é calculado ex-post devido ao fator de emissão da margem de operação ex-post, mas o fator de emissão da margem de construção é calculado ex-ante. Para evitar o mesmo mal-entendido, informações adicionais que esclarecem a escolha estão incluídas na seção B.6.1. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Os participantes do projeto revisaram a Seção B.6.2 do DCP e foi escolhida a Opção 1 do Passo 5 da <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i>, que é “calcular o fator de emissão da margem de construção ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra m no momento do envio do MDL - DCP à EOD para validação”. Consulte a terceira versão do DCP.	
SAC 7	Considerar no DCP todos os comentários recebidos dos atores internacionais	D.1.3	<i>Resposta do PP (1ª rodada)</i> Resposta detalhada apresentada como anexo do DCP.	Não há informações sobre os comentários locais nas seções E.2 e E.3 do DCP, como exigem as diretrizes do DCP.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Como afirmado no DCP, os comentários dos atores locais estão incluídos no "Resumo e consideração dos comentários recebidos" anexo a esta resposta. Consulte o arquivo "UHE Sto Antônio-PDD-App 4-Public comments-12.08.18.doc".	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> As informações sobre os comentários dos atores locais foram devidamente fornecidas pelos PPs no Apêndice 4 (arquivo "UHE Sto Antônio-PDD-App 4-Public comments-12.08.28"). A SAC 7 está encerrada.
SAC 8	A densidade de potência (PD) não está demonstrada de acordo com a ACM0002 v.13.0.0. Calcule PD de acordo com a Equação 5 da metodologia e esclareça: a) o valor usado para A_{BL}; b) O valor usado para A_{PJ}, dado na Licença de Operação de set. de 2011 faz referência a um reservatório de 546 km².	B.8.2 B.14. 1	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Conforme determinado, os participantes do projeto revisaram o cálculo da densidade de potência como determinado na ACM0002, versão 13.0.0, e esclarecem os seguintes parâmetros: a) De acordo com a ACM0002, versão 13.0.0, o valor usado para A_{BL} é zero, pois o projeto consiste na implementação de uma central hidrelétrica que resulta em um novo reservatório. b) O valor usado para A_{PJ} é 354,40 km² no nível máximo normal de água que é 70,5 como afirmado	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> a) Os PPs revisão adequadamente a densidade de potência para 8,89 w/m² de acordo com Equação 5 do ACM0002 v.13 e o cálculo das emissões do projeto, como a metodologia exige que considere emissões do reservatório quando a DP for maior que 4 W/m² e menor que ou igual a 10 W/m². b) O valor considerado para A_{PJ} (354,4 km²) está corretamente justificado pelos PPs conforme evidenciado na carta de resposta da UHE Santo Antônio à ANEEL de 16/06/2011



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			na terceira Alteração do Contrato de Concessão, datada de 02/06/2011. A área do reservatório de 546 km ² , como apresentada na Licença de Operação, é calculada para a vazão máxima do rio de 38.550m ³ /s (nível mais elevado com recorrência anual) e também considerando o efeito do remanso. No entanto, devido à curta duração do remanso, a área determinada na Licença de Operação não pode ser considerada a área inundada do projeto.	(Arquivo: "ANEEL-2011.04,14-Info barragens") e é julgado adequado e em conformidade com aquilo exigido pela metodologia (ACM0002 v.13). Mesmo assim, a equipe de validação verificou que se o A _{PJ} de 546 km ² (nível mais elevado) fosse considerado, a densidade de potência resultaria em 5,77 W/m ² , que ainda é maior do que 4 W/m ² , assim aplicável à ACM0002. A SAC 8 foi encerrada.
SAC 9	Revise os erros editoriais no DCP e nas planilhas, traduza para o inglês os itens que permaneceram em português.	Seções: A B C D E	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Os erros editoriais contidos no DCP foram revisados e as planilhas foram traduzidas para o inglês. Consulte a terceira versão do DCP e as versões mais recentes das planilhas fornecidas à EOD. <i>Resposta do PP (3ª rodada):</i>	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Revise os erros de link como os para project_company e installed_capacity e as datas mencionadas nos marcos da Figura 5, como para a 2ª alteração do Contrato de Concessão. <i>Resposta da EOD na 3ª rodada</i> Os erros de links e as datas foram



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			Os participantes do projeto revisaram os erros de link encontrados no DCP conforme determinado abaixo: - “project_company” = Santo Antônio Energia S.A.; - “installed_capacity” = 3.150,4 MW. - Data de assinatura do 2º Contrato de Concessão = 23 de agosto de 2008. Veja a 4ª versão do DCP para verificar as informações revisadas.	corrigidos apropriadamente pelos PPs. A SAC 9 está encerrada.
SAC 10	Corrija os valores inseridos para BE _y na tabela 15 do DCP.	B.8.1	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Como solicitado, os valores de BE_y foram revisados. Consulte o cálculo revisado da planilha de RCEs e a terceira versão do DCP.	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Os participantes do projeto devidamente revistaram e atualizaram os valores da Tabela 15. A SAC 10 está encerrada
SE 1	As partes participantes do MDL devem designar uma autoridade nacional para o MDL de acordo com o parágrafo 29 de Modalidades e Procedimentos.	A.5	<i>Resposta do PP (1ª rodada)</i> A única Parte envolvida na atividade do projeto é o Brasil. A Autoridade Nacional Designada brasileira para o MDL é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima.	Os PPs explicaram que a MoC será fornecida junto com a CA antes do envio da solicitação de registro. De acordo com a CA, esse é um procedimento regular no Brasil. <i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i>



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			Outras informações estão disponíveis ao público em http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14666.html e http://cdm.unfccc.int/DNA/view.html?CID=30). Além disso, conforme definido nos Procedimentos para Modalidades de Comunicação entre os participantes do projeto e o Conselho Executivo de Projetos, os participantes do projeto devem preencher o formulário de modalidades de comunicação (F-CDM-MOC), que será enviado por uma entidade operacional designada (EOD) quando a solicitação de registro for enviada. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> A MoC será enviada junto com o Projeto Santo Antônio à UNFCCC na solicitação de registro do projeto. Mesmo assim, os participantes do projeto já forneceram o documento assinado. Consulte o arquivo anexo "Santo Antônio_MoC_2012.05.10"	O PP definiu a autoridade e apresentou FCDM-MOC devidamente preenchido e consistente com o Apêndice 1 do DCP. A SE 1 está encerrada.
SE 2	Fornecer notas de rodapé e Apêndices em inglês	A B C	<i>Resposta do PP (1ª rodada)</i> As notas de rodapé foram traduzidas para o inglês.	As notas de rodapé do DCP foram revisadas adequadamente. A SE 2 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
		D E	Consulte a segunda versão do DCP.	
SE 3	Esclarecer o valor da redução de emissões de 5.830.126 tCO ₂ e/ano e a média para o período de 10 anos de 5.146.403 tCO ₂ e/ano	A.7.2 B.8	<i>Resposta do PP (1ª rodada)</i> Os participantes do projeto esclarecem que a central hidrelétrica Santo Antônio está planejada para entrar em plena operação somente em 2015, com geração prevista de 18.807.930 MWh/ano. Em 2012, 2013 e 2014, a central hidrelétrica estará somente em operação parcial e deve gerar 1.671.729; 8.775.305 e 15.980.219 MWh, respectivamente. Portanto, considerando que as reduções de emissões estão diretamente relacionadas à quantidade de eletricidade gerada, e que a central hidrelétrica de Santo Antônio não irá gerar a mesma quantidade de eletricidade ao longo de todo o período de obtenção de créditos, a média para o período de 10 anos é menor que a estimada para os anos de 2015 a 2022. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Como solicitado, os participantes do	O PP explicou que a hidrelétrica Santo Antônio entrará em operação antes de ser totalmente implementada. No entanto, são exigidos mais detalhes e evidências da implementação em fases. <i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Os participantes do projeto forneceram uma previsão de eletricidade detalhada na planilha revisada da TIR (Ap. 2) de acordo com o contrato de concessão de 13 de junho de 2008 (arquivo: "ANEEL - Contrato Concessao UHE Sto Antônio (13jun08)"), que é considerado adequado no momento da decisão de investimento (data de início do projeto). Além disso, uma 2ª previsão de geração de eletricidade foi fornecida pelos PPs. Embora esta previsão atualizada não estivesse válida no momento da decisão de investimento, refere-se ao último cronograma de implementação atualizado autorizado pela ANEEL na 2ª Alteração do Contrato de Concessão (23 de agosto de 2010) e conhecido na época da validação. Portanto, essa 2ª previsão está



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			projeto apresentaram o Contrato de Concessão e a 1ª, 2ª e 3ª alterações do Contrato de Concessão para detalhar a implementação em fases da UHE Santo Antônio.	corretamente incluída na análise de sensibilidade da planilha de TIR e devidamente utilizada para estimar a quantidade de RCEs no Apêndice 3 (planilha de RCEs). A SE 3 está encerrada.
SE 4	Explicar o significado de TUST, UBP, TFSEE e outros parâmetros de entrada usados na análise de investimentos na primeira vez que são mencionados no DCP.	B.11.4	<i>Resposta do PP (1ª rodada)</i> Os participantes do projeto incluíram informações sobre os parâmetros de entrada mencionados, usados na análise de investimentos na primeira vez que aparecem no DCP. Consulte a segunda versão do DCP.	As tarifas foram explicadas e justificadas de maneira apropriada no DCP. A SE 4 está encerrada.
SE 5	Os resultados da análise de sensibilidade para os custos operacionais totais não estão completos.	B.11.4.g	<i>Resposta do PP (1ª rodada)</i> A solicitação não está clara para os PPs. Explique. Observe que a planilha de cálculo da TIR fornecida (DCP-apêndice 1) permite que o usuário simule alterações nos parâmetros usados na análise de sensibilidade.	A análise de sensibilidade inclui os custos totais de O&M durante o período de avaliação. A SE 5 está encerrada.
SE 6	Atualizar versão da metodologia.	B.1.2	<i>Resposta do PP (1ª rodada)</i> Como solicitado, os participantes do projeto atualizaram a versão da metodologia ACM0002 da versão 12.2.0	A versão da metodologia ACM0002 foi atualizada adequadamente para 13.0.0. A SE 6 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			para a 13.0.0, a versão mais recente disponível no website da UNFCCC. Consulte a segunda versão do DCP.	
SE 7	É solicitado que o PP explique as modificações que ocorreram como mencionado na nota de rodapé 36.	A.7.1.b	Resposta do PP (1a rodada) As informações no DCP foram revisadas para "No momento da publicação do DCP para os processos de consulta pública local e internacional, os PPs realizaram simulações de otimização e concluíram que seria possível aumentar a capacidade total instalada até 3.428,8 MW (aumento de 10,9%). A modificação foi solicitada à ANEEL (veja, por exemplo, a carta da UHE Santo Antônio para a ANEEL de 08 de julho de 2011) e até julho de 2012 ainda não havia sido aprovada."	O PP forneceu detalhes adequados das alterações referenciadas na nota de rodapé 36. A SE 7 está encerrada.
SE 8	Explicar o aumento de 25% no investimento do projeto (nota de rodapé 46)	B.11.4	Resposta do PP (1a rodada) O investimento total estimado inicialmente é de aproximadamente R\$ 12,2 bilhões (fonte: contrato de coordenação financeira do Santander). Durante a implementação do projeto situações não previstas causaram custos adicionais, por exemplo, foram realizadas medidas de proteção ambiental adicionais, solicitadas pela agência reguladora. No início de 2012, o melhor custo total estimado disponível	O PP forneceu uma explicação adequada sobre a nota de rodapé 46 relativa ao aumento de 25% no investimento do projeto. A SE 8 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			era de cerca de R\$ 15,1 bilhões (fonte: http://bit.ly/LTLMuH). É importante afirmar que não é usado o valor mais recente na análise de investimentos.	
SE 9	Esclarecer se a energia garantida mencionada na tabela 1 seguiu as Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de capacidade das plantas, versão 1 (EB 48, Anexo 11)	A.7.1 B.11.4	<i>Resposta do PP (1a rodada)</i> O fator de capacidade da planta é calculado dividindo a energia assegurada pela capacidade total instalada da central hidrelétrica Santo Antônio, que é 70,40%. Tanto a capacidade instalada como a energia assegurada descritas na Tabela 1 do DCP são determinadas pelo Ministério de Minas e Energia e disponibilizadas pela Portaria nº 293, emitida em 22 de outubro de 2007. Portanto, o fator de capacidade da planta é calculado de acordo com a Portaria do MME e está de acordo com as "Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de capacidade das plantas" (versão 01, EB 48, Anexo 11), parágrafo 3(a): "O fator de capacidade da planta deve ser definido ex-ante no MDL - DCP, de acordo com uma das seguintes três opções: o fator de capacidade da planta fornecido a bancos e/ou financiadores	O PP esclareceu adequadamente e forneceu evidências com relação à energia garantida, que foi determinada pelo governo brasileiro, portanto, em conformidade com o EB 48, Anexo 11, parágrafo 3(a). A SE 9 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			de capital próprio durante a aplicação da atividade do projeto para financiamento do projeto ou ao governo durante a aplicação da atividade do projeto para aprovação da implementação."	
SE 10	É solicitado que o PP explique o valor usado no Apêndice 3 para a geração de energia	A.7.1 B.8 B.11.4	<i>Resposta do PP (1ª rodada)</i> A fonte para a geração de energia são os valores da planilha da TIR (apêndice 2, na qual todas as fórmulas estão legíveis e todas as células relevantes estão visíveis e desprotegidas). A referência para o cálculo na planilha da TIR está incluída na planilha de cálculo de RCE. Consulte a nova versão da planilha de RCE. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Como mencionado na SE 3, os participantes do projeto forneceram evidências para a implementação em fases da UHE Santo Antônio. Consulte o Contrato de Concessão e a 1ª, 2ª e 3ª alterações do Contrato de Concessão para acessar as informações detalhadas.	São exigidos mais detalhes e evidências da implementação em fases. <i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Conforme explicado na SE 3, os PPs forneceram as evidências e devidamente incluíram a produção de energia de acordo com a última previsão atualizada aprovada pela ANEEL através da 2ª Alteração do Contrato de Concessão (arquivo: "ANEEL - Contrato Concessao UHE Sto Antônio 2TA (23ago10)") A SE 10 está encerrada.
SE 11	Descreva o cenário existente antes da implementação da atividade do projeto, de acordo com as diretrizes do DCP	A.7.2	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Os participantes do projeto revisaram o DCP e incluíram na Seção A.1 a	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Os PPs revisaram a seção A.1. do DCP, conforme a necessidade.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	(ref. 3) na seção A.1.		descrição do cenário existente antes da implementação da atividade do projeto. Consulte a terceira versão do DCP.	A SE 11 está encerrada.
SE 12	Na Seção A.3, como exigido pelas Diretrizes do DCP (ref. 3), forneça mais detalhes com relação: a) as vazões de energia e massa e os balanços dos sistemas e equipamentos incluídos na atividade do projeto b) a implementação em fases da atividade do projeto, fornecendo para cada fase o número de turbogeradores; capacidade nominal; geração de energia etc. Além disso, esclareça: c) o valor usado para a vazão máxima do rio de 38.550 m³/s; d) fornecer a evidência referenciada nas notas de rodapé 10; 11; 12.	A.7.1	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> A Seção A.3 foi revisada de acordo com as Diretrizes do DCP e as seguintes informações foram incluídas: a) Um diagrama do limite do projeto contendo as principais "estruturas" envolvidas na implementação de uma central hidrelétrica foi apresentado: reservatório, casa de força, subestação e a rede nacional. Os parâmetros monitorados também foram incluídos: área do reservatório do projeto, capacidade instalada do projeto, a eletricidade alimentada na rede e o fator de emissão da margem combinada. b) Uma descrição da implementação em fases foi incluída no DCP mencionando o número de turbinas e geradores	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Os PPs não forneceram no DCP revisado (versão 03), o: a) diagrama com o fluxo de energia e os equipamentos incluídos na atividade de projeto; e b) a produção de energia total por ano de acordo com a fase de execução estimada informada na planilha de RCEs (Ap. 3). Essas informações também não são fornecidas na Seção B.7.1 para parâmetro CAP_{PJ}. Revise adequadamente. <i>Resposta da EOD na 3ª rodada:</i> Seção A.3 do DCP v.04 foi devidamente revisada pelos PPs, com a inclusão do diagrama com o fluxo de energia e de detalhes da implementação faseada. No entanto, justifique os valores usados para CAP_{PJ} de 2013 a 2015 na Seção B.7.1 .



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			que estão em operação e a geração total de energia por ano da central hidrelétrica Santo Antônio. Além disso, o valor da vazão máxima do rio de 38.550 m³/s foi revisado e as notas de rodapé 10, 11 e 12 foram evidenciadas corretamente e também atualizadas para notas de rodapé no. 22, 23 e 24. Consulte a terceira versão do DCP e os arquivos do <i>Projeto Básico Consolidado</i>, Volume I, capítulo 5, páginas 16, 17 e 21. <i>Resposta do PP (3ª rodada):</i> O participante do projeto revisou a seção A.3 do DCP: a) Um diagrama com o fluxo de energia, os equipamentos incluídos na atividade de projeto e os parâmetros monitorados foi apresentado. b) As informações relacionadas à implementação faseada da UHE	<i>Resposta da EOD na 4ª rodada:</i> CAP_{PP} foi devidamente revisado pelos PPs de acordo com a 2ª Alteração do Contrato de Concessão. A SE 12 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			Santo Antônio foram incluídas na Seção A.3 considerando as informações mais recentes disponíveis no momento da validação do projeto, ou seja., a 2ª Alteração do Contrato de Concessão, de 23 de agosto de 2010 e Seção B.7.1 foram revisadas incluindo as informações relacionadas ao parâmetro de capacidade instalada do projeto (CAP_{PJ}) por ano. Veja a 4ª versão do DCP para acessar as informações revisadas. <i>Resposta do PP (4ª rodada):</i> Os valores utilizados para determinar o CAP_{PJ} consideram a capacidade nominal e o início da operação comercial de cada turbina (definida no Contrato de Concessão). Veja a planilha com o raciocínio “UHE Santo Antônio_Capacity”. No entanto, a seção B.7.1 do DCP foi revisada, porque os valores de 2013 e 2014 foram erroneamente descritos.	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			Consulte a nova versão do DCP.	
SE 13	Na Seção B.2: a) explicar a documentação que foi usada para justificar a aplicabilidade da metodologia e fornecer as referências, conforme exigido pelas diretrizes do DCP (ref. 3). b) esclarecer se atividade do projeto consiste em um reservatório de fio d'água (como referenciado na Seção A.3) ou em um reservatório de acumulação (Seção B.2).	B.2	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Os participantes do projeto revisaram e indicaram no DCP a documentação usada para justificar os critérios de aplicabilidade da metodologia. Além disso, os participantes do projeto revisaram a seção B.2 e esclarecem que a UHE Santo Antônio é uma central hidrelétrica de fio d'água, ou seja, não envolve armazenamento de água. Consulte a terceira versão do DCP.	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> PPs incluíram a documentação usada para justificar cada um dos critérios de aplicabilidade da metodologia de acordo com as diretrizes do DCP e devidamente esclarecido com evidências de que a UHE Santo Antônio é composto por uma usina hidrelétrica de fio d'água. A SE 13 está encerrada.
SE 14	Forneça evidências aplicáveis no momento da decisão de investimento e esclarecimento sobre os valores de entrada utilizados na análise de investimentos, incluindo, entre outros: - Planilha da TIR a) Preço no ACL; b) Perdas na transmissão; c) Tarifa Atualizada de Referência (TAR) e revisar a data de	B.11.4 B.11.5	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Conforme solicitado, os participantes do projeto forneceram evidências aplicáveis no momento da decisão de investimento para todas as entradas aplicadas no cálculo da TIR do projeto: a) Preço no ACL: estimativa dos participantes do projeto. b) Perdas na transmissão: média estimada dos Relatórios da CCEE	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> a. O PP originou o preço ACL de uma empresa de consultoria de 3^{os} preparado por "PSR Consultoria" ("Preços futuros de Energia Elétrica, 2007), que é aceito como um valor razoável e uma prova válida aplicada no momento da decisão de investimento; a questão está encerrada. b. Os PPs revisaram as planilhas de TIR e ERs de acordo com o valor revisado para perdas de transmissão; a questão está



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	publicação de sua evidência d) Orçamento mensal da CCEE; e) Participação média de votos na CCEE f) Cálculo da tarifa do ONS de acordo com a Resolução ANEEL nº 328 g) O fator 0,7 usado na fórmula de capacidade de exportação da planta (linha 34) h) Por que o cálculo do PIS/COFINS está deduzindo O&M e TFSEE das receitas brutas i) O fator 0,5% usado na fórmula de TFSEE (linha 50) j) justificar a base para a estimativa das despesas gerais administrativas, pois a mesma não está declarada com fonte nos valores de entrada k) Cálculo da depreciação (justificar o custo da depreciação do terreno, SPE/custo administrativo, custo socioambiental e custo do gerenciamento e engenharia) l) Cálculo do imposto de renda		de 2005 (página 12), 2006 (página 14) e 2007 (página 14) e planilha "UHE Santo Antônio_Perdas de Transmissão" c) Tarifa Atualizada de Referência (TAR): é aplicada no cálculo da compensação financeira para a exploração hidrográfica dos recursos hídricos e é fornecida pela Resolução ANEEL nº 586, de 12/11/07; d) e e) A taxa da CCEE foi revisada e o valor aplicado teve como base a tese de mestrado intitulado "Investimentos no setor elétrico". Consulte o arquivo "Taxa CCEE_Investimentos no setor elétrico.pdf", na página 94. f) A taxa do ONS foi revisada e o cálculo está detalhado na planilha do ONS, na planilha de cálculo da TIR. g) O fator 0.7 corresponde ao fator de capacidade da planta da UHE Santo Antônio, que é obtido dividindo a energia assegurada de	encerrada. e. As finanças revisadas foram analisadas e os PPs obtiveram os valores de CFURH para TAR da Resolução ANEEL no. 586 de 11 de dezembro de 2007 como os mesmo estavam disponíveis na hora da decisão de investimento; então a questão está encerrada. d. A taxa de CCE analisada foi proveniente de uma Dissertação de Mestrado, que se referia à empresa ELEJOR. Os PPs devem esclarecer, por que este valor é aplicável a UHE Santo Antônio, dado o artigo 12 do Decreto nº. 5.177 estabelece que 95% dos votos, que são utilizados no cálculo da taxa CCEE, são proporcionais à energia comercializada de cada agente na CCEE. A questão continua aberta; e. Pendência no item d) acima. A questão continua aberta. f. Os PPs devidamente incluíram no cálculo ONS em Ap 2 - planilha TIR de forma transparente com os dados disponíveis no momento da decisão de investimento. A questão está encerrada. g. Os PPs revisaram o cálculo da capacidade de exportação da planta, proporcionando a fórmula de uma forma



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	(esclarecer a consideração de 240 (constante para todos os anos) do EBT; que é 15% sobre o EBT e 10% sobre o EBT menos 240, esse cálculo não está claro). m) Cálculo do valor justo n) CAPEX (traduza para o inglês e forneça evidências dos diversos itens considerados para o CAPEX e explique o valor total usado de R\$ 12.198 milhões, enquanto no relatório PAC 1 (página 104) o custo do investimento é referenciado em 9.495 milhões e na Licença de Operação (1044/2011), que foi publicada 3 anos mais tarde, R\$ 11.231 milhões é mencionado como valor de referência. o) Financiamento i) traduza para o inglês e forneça evidências para os diversos itens considerados no financiamento		2.218,0 MW_{méd} pela capacidade total instalada de 3.150,4. Considerando que o valor de 0,7 é um número aproximado, os participantes do projeto revisaram o fator de capacidade da planta da UHE Santo Antônio e o atualizaram para 0,704 (70,4%) h) Os participantes do projeto esclarecem que, além do pagamento do PIS/COFINS devido à geração de eletricidade, o PIS/COFINS também é contado para os custos de O&M e para a taxa TUST e deduzido do total calculado para a geração de eletricidade. i) O fator 0,5% corresponde ao valor unitário do benefício anual por causa da geração de eletricidade (R\$/kW) e é dado pelo Decreto ANEEL nº 2.410⁷ datado de 28 de novembro de 1997. j) As despesas gerais	transparente e adequada. A questão está encerrada; h. Os PPs devidamente aplicaram o cálculo do PIS/COFINS, evitando a dupla contagem de taxa. A questão está encerrada. i. O fator de 0,5% utilizado na fórmula da TFSEE é devidamente justificado e em conformidade com a regulamentação local (ANEEL Decreto nº. 2.410 de 28 de novembro de 1997). A questão está encerrada. j. Forneça a evidência de que o valor de R\$ 30.654.167 foi usado no momento da decisão de investimento e esclarecer em que bases as empresas usadas para estimar as despesas administrativas gerais são comparáveis à UHE Santo Antônio. A questão continua aberta. k. Os PPs devidamente revisaram o cálculo da depreciação, de acordo com as regras contábeis locais previstos na: Instrução Normativa 162 de 31/12/1998; Instrução Normativa nº 130 de 10/11/1999 e Manual de Contabilidade do Serviço

⁷ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec19972410.pdf>



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	ii) esclarecer a base e fornecer a referência para o valor considerado no período de repagamento variável iii) fornecer a referência para o período de carência e os anos de pagamento considerados na planilha de financiamento iv) é observado que 92% do custo do projeto são financiados por meio de empréstimo; forneça a aplicação do empréstimo e a carta de aprovação do empréstimo das instituições financeiras - Planilha de CMPC p) Taxa de risco de crédito aplicável às circunstâncias do proprietário do projeto; q) Spread e Taxa de Intermediação Financeira do BNDES, pois nenhuma data é referenciada no link citado.		administrativas são R\$ 30.654.167 e foram definidas com base na experiência do participante do projeto no momento da decisão de investimento. Para fazer a verificação cruzada do valor aplicado, os participantes do projeto forneceram a demonstração financeira dos dois participantes do mercado - consulte o arquivo "Despesas administrativas.rar". A partir da demonstração financeira fornecida, é possível verificar que a estimativa dos participantes do projeto está de acordo com a prática do mercado e é conservadora em comparação com esses participantes do mercado. k) Cálculo da depreciação: o cálculo da depreciação considera a Instrução Normativa nº 162 datada de 31/12/1998 e a Instrução Normativa nº 130 datada de 10/11/1999. As regras contábeis	Público de Energia Elétrica. A questão está encerrada. l. As finanças revisadas foram analisadas; o PP calculou o imposto de renda a pagar de acordo com as normas do país anfitrião; a questão está encerrada. m. Os PPs devidamente revisaram o cálculo de valor justo alinhado com as regras de contabilidade local (veja item k acima). A questão está encerrada. n. Forneça o Contrato EPC usado para CapEx na planilha de TIR. A questão continua aberta. o. As finanças revisadas foram analisadas; PP passou a considerar 70% do custo do CapEx nominal como o financiamento. O PP esclarecerá a base para chegar em 14073000 BRL como o CapEx nominal em comparação com o CAPEX de 12125213; a questão continua aberta. CMPC: p. Os PPs esclarecerão a fórmula usada para calcular Ke. A questão continua



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			estabelecem que todos os investimentos relacionados ao projeto que estão diretamente relacionados à sua implementação e instalação devem ser incluídos no cálculo da depreciação. Por esse motivo, os custos especificados na planilha da TIR para obras civis, instalação e equipamentos. Considerando que as despesas de terreno e ambientais, e os custos de gerenciamento e administrativos não são mencionados na Instrução Normativa nº 162 datada de 31/12/1998 e na Instrução Normativa nº 130 datada de 10/11/1999, os participantes do projeto não consideraram sua depreciação. Além disso, o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia⁸ desenvolvido pela ANEEL afirma na página 80 que o terreno apresenta um	aberta; q. Os PPs revisaram a taxa de risco de crédito usando o valor médio de 2,09% da faixa do BNDES (0% a 4,18%) fornecida para empresas de geração de energia a partir de combustível não fóssil. Esse valor é considerado conservador e adequado para o momento da decisão de investimento. A questão está encerrada <i>Resposta da EOD na 3ª rodada</i> d)e) A folha CCEE refere-se a evidências a partir de 2010. Justifique como isso era válido no momento de decisão de investimento (2008). A questão continua aberta. j) Os PPs explicaram os Gastos Gerais Administrativos utilizados no momento da decisão de investimento foram baseados na experiência dos PPs e os PPs também forneceram evidências de que o valor real (Balanço Patrimonial de 30 de junho de 2012 auditado pela PWC) é 42% maior do que o estimado na planilha TIR. Portanto, o valor utilizado na análise de investimento (R\$ 30.654.000) é considerado adequado no momento da decisão de investimento e

⁸ Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/Manual-jan-2007.pdf



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			período de vida útil indefinido e por essa razão é considerado arrendamento operacional. Considerando que a depreciação deve abranger os "itens de investimento", o terreno não deve ser depreciado. No entanto, por conservadorismo, os participantes do projeto adicionaram ao valor justo o valor total das despesas de terreno. As despesas ambientais, administrativas e os custos de gerenciamento também foram excluídos, pois ocorrem na vida útil operacional do projeto e, portanto, não devem ser depreciados. l) Cálculo do imposto de renda: O cálculo do imposto de renda é determinado pela Lei nº 9.249, datada de 26/12/1995. No Art. 3º, 1º parágrafo é afirmado que: "A alíquota do imposto de renda das pessoas jurídicas é de quinze por cento e a parcela do lucro real que exceder a R\$ 240.000,00 se sujeita à incidência de adicional de	conservador. A questão está encerrada. n) O Contrato EPC assinado em 17 de dezembro de 2007 entre MESA (proprietário do projeto que depois transferiu os direitos da UHE Santo Antônio à SAESA - Santo Antônio S.A.) foi fornecido. A prova é considerada válida e aplicável no momento da decisão de investimento. Os valores de entrada utilizados para CapEx na planilha TIR (10/03/12) estão alinhados com o contrato de EPC. A questão está encerrada. o) Os PPs corretamente revisaram o valor utilizado na guia "Financiamento" da planilha TIR (10/03/12), considerando apenas o valor real. No entanto, os PPs devem fornecer a prova válida no momento da decisão de investimento referente ao valor utilizado (R \$ 9.904 bilhões). A questão continua aberta; p) Este item não foi atendida pelos PPs. Revise. <i>Resposta da EOD na 4ª rodada:</i> d)e) A folha CCEE foi devidamente revisada e os PPs forneceram a evidência da regulação CCEE referindo que o método de cálculo do imposto CCEE era



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			imposto de renda à alíquota de dez por cento." Portanto, considerando que o fluxo de caixa é apresentado em uma base de mil (/1000), a constante aplicada é 240, ou seja, 240.000/1000. m) Cálculo do valor justo: o valor justo define a quantidade estimada de um ativo que foi depreciado após sua "vida útil técnica". n) CAPEX: como solicitado na planilha Investimento foi traduzido para o inglês e o CAPEX total foi revisado. Todas as evidências para apoiar os custos considerados no investimento estão detalhadas na planilha de cálculo da TIR revisada. o) Financiamento: Como solicitado, os participantes do projeto traduziram a planilha Financiamento e forneceram todas as evidências para apoiar as hipóteses apresentadas. Consulte a planilha de cálculo da TIR. Em relação ao cálculo de CMPC, os	válido desde 2005 (Versão 01 do Pdc Am.04 - "Procedimento de Comercialização – Administrar votos e contribuição associativa") e o valor utilizado para total de votos foi baseado no de agentes reportados no Relatório Anual CCEE a partir de 2007, portanto, aplicável no momento da decisão de investimento. A questão está encerrada. o) Relatório de Balanço Anual do BNDES de 2007 foi fornecida pelos PPs, evidenciando que o limite de financiamento foi de 85%, portanto, a parcela da dívida de 82% estimada pelos PPs na planilha TIR (guia "Financiamento") é considerado adequada e válida no momento de decisão de investimento. A questão está encerrada. p) Os PPs revisaram e justificaram adequadamente o cálculo de Ke, na planilha CMPC (10/03/12), que resultou em um valor de 14,62% em termos reais. A questão está encerrada. A SE 14 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			participantes do projeto esclarecem que: p) A taxa de risco de crédito representa a taxa de remuneração específica de um projeto específico e reflete a percepção de risco de insolvência do credor, com base na avaliação do fluxo de caixa do projeto e na capacidade de pagamento e juros da dívida. Veja outras informações no website do BNDES: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html q) Os participantes do projeto revisaram o Spread e a Taxa de Intermediação Financeira do BNDES, de acordo com os dados disponíveis na decisão de investimento do projeto. Consulte o arquivo: "Financiamento BNDES_en alternativas.pdf" <i>Resposta do PP (3ª rodada):</i> Relacionados com os elementos que permanecem em aberto, os participantes	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			do projeto esclarecem que: d) e e): Conforme solicitado, os participantes do projeto revisaram a taxa CCEE, considerando que é calculada proporcionalmente à energia elétrica comercializada de cada agente. Portanto, a taxa CCEE referido na Dissertação de Mestrado foi revisada e substituída pelo calculado como apresentado na folha "CCEE" incluída no Apêndice 1. j) Como explicado acima, os gastos gerais administrativos foram estimadas considerando a experiência do participante do projeto, no momento da decisão de investimento do projeto, ou seja, em 13 de junho de 2008. A estimativa apresentada pelos participantes do projeto, considerou know-how da empresa no setor de geração de energia elétrica e de outros jogadores do mercado da eletricidade. Por esta razão, quando se compara o valor de despesas administrativas do projeto de Santo Antônio contra outros jogadores, observa-se que UHE Santo Antônio é mais conservador. Além disso, os participantes do projeto em relação às premissas tomadas no momento da decisão de investimento do	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			projeto pelos participantes do projeto, que são R\$ 30.654 x 1000, com o Balanço de Financiamento da UHE Santo Antônio a partir de 2012. O Saldo de Financiamentos demonstra que as despesas administrativas reais para o 1º semestre de funcionamento da UHE Santo Antônio é de R\$ 52.539 1000. Assim, os participantes do projeto aplicaram os mais conservadores os gastos gerais administrativos que são R\$ 30.654 x 1000. n) Conforme solicitado os participantes do projeto fornecidos de contrato de EPC que apresenta o CapEx aplicado na planilha TIR. Consulte o arquivo "EPC-Anexo 19 2.pdf" o) Os participantes do projeto esclarecem que R\$ 12.125.212 x 1000 é o CapEx total em 'termos reais', ou seja, o valor total não considera a inflação no valor de investimento durante os anos. Por outro lado, R\$ 14.073.000 1000BRL refere-se ao CapEx nominal, que representa o investimento total levando em conta a inflação através dos anos. Considerando que a UHE Santo Antônio do fluxo de caixa do projeto é apresentado em termos reais, ou seja, não considerando a inflação ao longo dos anos, participante do projeto não	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			considerou o CAPEX nominal (R\$ 14.073.000 1000) na determinação da TIR do projeto. Além disso, como verificado na folha de "Financiamento" folha, o CAPEX nominal (R\$ 14.073.000 1000) não é aplicado no cálculo do financiamento do projeto. Portanto, os participantes do projeto optou por excluir o CapEx nominal apresentado na folha de "Financiamento" do fluxo de caixa do projeto. Consulte o arquivo revisado "UHE Sto Antônio-PDD-Ap. 2-IRR-12.10.03". <i>Resposta do PP (4ª rodada):</i> d) e) Na verdade, foi mencionado uma referência a 2010, mas o valor considerado na planilha refere-se aos dados de 2007. Além disso, a regra descrita no "Procedimento de Comercialização – Administrar votos e contribuição associativa, 2010") não mudou desde a primeira versão de 2005. Estas informações podem ser comparadas com os da versão com controle de alterações, disponível no site da CCEE": (http://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/regrasprocedlegis/documents/conte)	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			udoccee/ccee_doc_014780.pdf). Assim, a folha CCEE foi revisada. Consulte o arquivo revisado “UHE Sto Antônio-PDD-Ap. 2-IRR-12.10.17”. o) De acordo com o Relatório Anual de 2007 do BNDES, o limite de financiamento de projetos de hidrelétricas foi de 85%. Neste sentido, no momento da decisão de investimento, os PPs consideraram cerca de 82% do investimento total. É importante mencionar que era uma estimativa de que o tempo e o percentual considerado estão dentro do limite estabelecido pelo BNDES. Assim, o PP considera o valor utilizado na análise financeira mais conservadora do que o limite máximo de 85%. Este relatório está disponível no website do BNDES: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/RelAnual/ra2007/relatorio_anual2007.pdf. p) Conforme mencionado no DCP, Ke é o custo do capital próprio e representa a	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			taxa de retorno para investimentos de capital próprio, sendo estimado pela equação: $K_e = ((1 + (R_f + \beta \cdot R_m + R_c)) / (1 + \pi')) - 1$ O custo do capital próprio (K_e) foi determinado considerando dados dos EUA disponíveis ao público a fim de determinar a taxa livre de riscos (R_f), a inflação prevista para os EUA (π') e o prêmio de risco do capital próprio (R_m) no momento da decisão de investimento do projeto. Considerando que a atividade de projeto proposta localiza-se no Brasil e gerará eletricidade, os participantes do projeto customizaram esses parâmetros aplicando o prêmio estimado de risco do país (R_c) e o risco setorial (β) do setor energético. Taxa livre de riscos (R_f) R_f é a taxa livre de riscos. A taxa livre de riscos usada para cálculo do K_e é uma taxa de títulos de longo prazo. Esses títulos têm como base títulos do Tesouro dos EUA, que são títulos de	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			longo prazo de um mercado maduro. A taxa livre de riscos é a taxa padrão disponível no mercado, que representa a taxa de investimento padrão disponível para os investidores. Esta taxa livre de riscos atua como o número do custo da oportunidade, permitindo que os investidores comparem e meçam o valor para eles de procurar por um risco alternativo e de recompensar oportunidades versus simplesmente comprar e deter o instrumento livre de riscos disponível para compra no mercado. A taxa livre de riscos (4,67%) foi obtida como o rendimento de títulos do Tesouro dos EUA de 10 anos em junho de 2007. A fim de ajustar a taxa livre de riscos (R_f) à taxa de inflação ajustada, a taxa de inflação prevista (para os Estados Unidos) (π^e) é reduzida. A inflação é calculada com base nos títulos TIPS (Treasury Inflation Protected Securities) do Tesouro norte-americano à vista, que são prontamente cotados no	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			mercado. Risco setorial (β) O risco setorial (β) é a sensibilidade média de empresas comparáveis nesse setor em relação aos movimentos no mercado subjacente. β é derivado da correlação entre os retornos das empresas dos EUA no setor e o desempenho dos retornos no mercado dos EUA. β foi ajustado à alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo tanto riscos estruturais como financeiros. β ajusta o prêmio do mercado ao setor. O valor de beta (1,34) foi calculado usando um valor médio de 0,81 (desalavancado) para os geradores de energia dos EUA (concessionárias de energia e elétricas), tendo como referência os valores fornecidos pela Damodaran Online http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ e calculado na planilha Excel apresentada à EOD durante a validação do projeto, e alavancado usando a relação dívida no	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			mercado/capital próprio (50/50), que é comum para o setor industrial no Brasil, e um imposto de renda de 34%. Prêmio de risco do capital próprio (Rm) Rm representa o prêmio do risco do capital próprio, ou o retorno mais alto, esperado pelos participantes do mercado devido aos spreads históricos obtidos dos investimentos em capital próprio versus ativos livres de risco, como as taxas de títulos do governo; os investidores exigem um retorno mais alto quando investem em empresas privadas. O prêmio do mercado é estimado com base na diferença histórica entre os retornos das S&P 500 e os retornos dos títulos dos EUA de longo prazo. O spread sobre a taxa livre de riscos é a média da diferença entre esses retornos. Este prêmio é obtido levando em consideração os retornos médios do desempenho de mercados de ações grandes locais ou estrangeiros em um período específico de tempo e	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			subtraindo dele o desempenho/retornos dos títulos livres de riscos correspondentes. O prêmio do risco de capital próprio (6,42%) foi calculado usando os retornos anuais sobre investimentos em ações (11,69%) menos os retornos anuais sobre investimentos em T-Bonds (5,26%), ambos tendo como fonte A. Damodaran, New York University http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/reference "Historical data on Stocks, Bonds and Bills - US". O prêmio do risco do capital próprio é considerado razoável e mede a taxa de retorno que os investidores buscam para compensá-los pelo investimento em ativos com maior risco de capital próprio ao invés de em títulos livres de riscos. Isso é considerado apropriado e aceitável. Estimativa do prêmio pelo risco país (Rc) O risco país brasileiro (Rc) foi considerado e resultou na taxa livre de riscos aplicada ao cálculo. Portanto, a	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			taxa inclui o risco país brasileiro. Existe um risco maior associado ao investimento no Brasil, ou em títulos brasileiros, em comparação com um mercado maduro, como o dos Estados Unidos. O prêmio do risco-país para o Brasil é 3,67%. Ele usa o JPMorgan Emerging Markets Bond Index Plus (EMBI+) como benchmark de dívida líquida em dólares norte-americanos para mercados emergentes, que monitora os retornos totais para instrumentos de dívida externa negociados ativamente nos mercados emergentes. Observe que na fórmula acima existe o fator EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus, Índice de Títulos de Mercados Emergentes), considerado como o prêmio pelo risco país, Rc. Este fator leva em conta o risco país ou soberano embutido na dívida de um país. Considerando que o EMBI+ relativo ao mercado de dívida livre de riscos dos	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			EUA é 0, então o EMBI+ do Brasil seria calculado para o risco adicionado ou reduzido relativo dos mercados de dívida do Brasil em relação aos EUA. A justificativa da adição do EMBI+ à taxa livre de riscos vem das vastas diferenças com os Estados Unidos em fatores como risco de crédito, histórico de inflação, política, mercados de dívida e outros. Ignorar essas diferenças resultaria na aplicação incorreta de fatores ambientais relevantes no processo de tomada de decisão de um investidor no Brasil. Além disso, considerando que o EMBI+ é um parâmetro dado pelo governo brasileiro e que a economia brasileira apresenta mais variações em comparação com a economia dos EUA, os dados da média de 5 anos usados para calcular esse parâmetro se destinam a serem mais conservadores. Finalmente, aplicando os números mencionados acima na equação, Ke é de 14,62%.	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			É importante mencionar que todos os parâmetros acima mencionados são descritos no DCP e as fontes dos valores considerados no cálculo Ke são apresentados na planilha de cálculo de CMPC.	
SE 15	Forneça mais detalhes na seção B.5 sobre as políticas e condições nacionais que caracterizam o projeto como tipo E-.	B.6.4	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> O texto que indica as ações realizadas pelo governo brasileiro para demonstrar a promoção da energia hidrelétrica como uma tecnologia com baixa emissão de gases de efeito estufa para a geração de energia está incluído no DCP. Consulte a Seção B.5 da terceira versão do DCP.	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Os PPs revisaram a seção B.5, fornecendo mais informações sobre as políticas nacionais que caracterizam as políticas E praticadas pelo governo brasileiro no setor de energia. A SE 15 está encerrada.
SE 16	A data de início dos créditos no DCP é 31 de setembro de 2012, enquanto a planilha de RCEs se refere a junho. Entretanto, considerando o estágio real da atividade do projeto no âmbito do ciclo do MDL, as duas datas parecem não ser viáveis para registro. Esclareça e revise a inconsistência.	B.8	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Levando em consideração o estágio do projeto Santo Antônio no âmbito do ciclo do MDL, o início do período de obtenção de créditos foi atualizado para 1º de janeiro de 2013 no DCP e na planilha de cálculo de RCEs. Consulte a terceira versão do DCP e a	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> O período de obtenção de créditos foi revisado de acordo com a estimativa de geração de eletricidade atualizada, com as informações fornecidas na planilha de TIR (Ap. 2) consistente com as figuras usadas na planilha de RCE (Ap. 3).



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			planilha de cálculo de RCE revisada.	A SE 16 está encerrada.
SE 17	Forneça mais detalhes sobre EGfacility,y com relação ao tipo, exatidão, procedimento/frequência de calibração dos medidores na Seção B.7.1, como exigido pelas Diretrizes do DCP (ref. 3)	B.14.2	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Conforme solicitado, os participantes do projeto acrescentaram informações detalhadas sobre o procedimento de calibração, frequência, exatidão e tipo dos medidores do Projeto Santo Antônio nas Seções B.7.1 e B.7.3. Consulte a terceira versão do DCP para acessar as informações revisadas.	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Os PPs incluíram no plano de monitoramento os detalhes dos medidores de energia elétrica, que será de acordo com os requisitos estabelecidos pelo ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico no Brasil regulado pela ANEEL. A SE 17 está encerrada.
SE 18	Com relação ao cálculo do CMPC para o benchmark: a) O custo financeiro (TJLP) considerado é a taxa média dos 5 últimos anos antes da data da decisão de investimento; o PP deve justificar a adequação desse período de tempo para esta atividade do projeto. O PP considerou até junho de 2008 que é posterior à data da decisão de investimento. b) A taxa livre de risco de 4,67% (sendo o Título do Tesouro de 30 anos); foi considerado um valor	B.11.5	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> a) A média de 5 anos considerada no cálculo da TJLP visa refletir uma média conservadora da taxa de juros de longo prazo, considerando que ela apresenta uma ampla faixa de variação ao longo dos anos. Além disso, os participantes do projeto revisaram o período adotado no cálculo da TJLP de abril/junho de 2003 a janeiro/março de 2008. b) A taxa livre de risco é uma taxa de títulos de longo prazo (30	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> a. Os cálculos revistos de CMPC foram revistos e o PP agora considerou o custo financeiro (TJLP) até março de 2008 e explicação fornecida para a média de cinco anos foi aceita; a questão está encerrada. b. A explicação para considerar um período de um ano para estimar a taxa livre de risco é aceita e a questão está encerrada. c. A explicação por considerar o período de um ano, para estimar a taxa de inflação esperada é aceita em conformidade com a resposta fornecida acima; a questão está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	médio para o ano anterior à data da decisão de investimento; o PP deve justificar a escolha do valor médio e a base para considerar o período de um ano c) A inflação esperada de 2,02% (sendo o Título do Tesouro de 10 anos); foi considerado um valor médio para o ano anterior à data da decisão de investimento; o PP deve justificar a escolha do valor médio e a base para considerar o período de um ano d) O PP considerou a média aritmética (retornos anuais) dos T-Bonds anualizados para 79 anos; o PP deve justificar também a escolha de 6,83% tendo em vista que a atividade do projeto tem uma vida útil de 35 anos. e) O prêmio de risco país estimado é o valor médio ao longo de 4,999316 anos antes da data da decisão de investimento; o PP deve justificar o período de tempo considerado na estimativa do		anos) com base nos títulos do Tesouro dos EUA, que são ativos de longo prazo de um mercado maduro. Por essa razão, os participantes do projeto consideraram razoável um período de um ano para estimar a taxa livre de risco, pois a volatilidade dos títulos do Tesouro dos EUA é historicamente baixa, pois estão entre os ativos de menor risco. c) A inflação esperada dos EUA é determinada pelo título do Tesouro através dos TIPs spot (Treasury Inflation Protected Securities, Títulos do Tesouro Protegidos contra a Inflação) que são prontamente cotados no mercado. Portanto, considerando que os EUA são um mercado maduro e os motivos acima expostos, foi aplicado um período de um ano para calcular a inflação.	d. Os cálculos de CMPC foram revisados; o PP esclarecerá os valores considerados para o ano de 2007 como os mesmos não são consistentes com a referência fornecida; a questão continua aberta. e. A explicação por considerar o valor médio ao longo de um período de tempo de cinco anos é aceita e agora questão está fechada. <i>Resposta da EOD na 3ª rodada.</i> d) A explicação por considerar o beta realavancado é aceita e essa questão também está encerrada. A SE 18 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	prêmio de risco.		d) O período aplicado para estimar o prêmio de risco do capital próprio é de 80 anos (1928 a 2007), considerando que o ano dos últimos dados disponíveis antes da decisão de investimento do projeto é 2007. O prêmio de risco do capital próprio é calculado com base na média histórica dos retornos anuais sobre o investimento em ações (11,97%) menos os retornos sobre investimentos em T-Bonds (5,14%). No melhor entendimento dos participantes do projeto, a adoção de um período que abrange 80 anos (1928 a 2007) fornece um número mais consistente, pois a volatilidade do investimento em ações é alta, portanto, o período mais longo é melhor para se obter uma média mais exata. 80 anos é o período mais longo que é possível usar.	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			e) O prêmio de risco país estimado representa o risco associado a investimento no Brasil. Considerando-se que há um maior risco em investir no Brasil em comparação com um mercado maduro, como os EUA, a faixa adotada pelos participantes do projeto, com o objetivo de serem mais realistas, é de 5 anos. Portanto, o prêmio de risco país estimado foi revisado e o período de cálculo adotado foi de 5 anos antes da data da decisão de investimento, ou seja, de 13 de junho de 2003 a 12 de junho de 2008. <i>Resposta do PP (3ª rodada):</i> d) Conforme determinado, os participantes do projeto revisaram os valores considerados para 2007 de acordo com a referência fornecida na planilha. Como resultado da revisão nas informações disponíveis para 2007, o prêmio de risco do capital próprio (Rm) calculado mudou de	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			6,83% a 6,42%, com base na média histórica dos retornos anuais sobre o investimento em ações (11,69%) menos os retornos sobre investimentos em T-Bonds (5,26%). Devido à revisão do prêmio de risco do capital próprio (R_m), o custo do capital próprio (K_e) foi atualizado para 14,62% e portanto, o CMPC mudou de 8,65% para 9,05%. Veja o arquivo “UHE Sto Antônio-PDD-Ap. 1-WACC-12.10.03” para verificar as informações revisadas.	
SE 19	Em relação ao cálculo de Beta: a) fornecer a referência do link para o beta do capital próprio considerado de acordo com a linha de valor (se não houver referência do link, capturas de tela do mesmo) b) especificar o período de tempo considerado para chegar ao beta do capital próprio (beta da linha de valor). c) indicar o período de tempo para o	B.11.5	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Em relação ao cálculo de Beta, os participantes do projeto esclarecem que: a) As informações usadas no cálculo de Beta correspondem aos dados disponíveis em janeiro de 2008, que refletem as informações de janeiro a dezembro de 2007, somente para os setores de energia. Além disso, a planilha “Beta US” foi revisada e todas as	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> a) A referência do link fornecida foi revisada; o PP deve esclarecer por que todas as empresas de energia não são consideradas para estimar o valor beta; a questão continua aberta. b. O período de tempo considerado na análise de janeiro a dezembro de 2007 é aceito; a questão está encerrada. c. O período de tempo considerado na análise de janeiro a dezembro de 2007 é aceito; a questão está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	qual são consideradas a capitalização de mercado, a relação dívida/capital próprio e a relação dívida de mercado/capital na análise (ano). d) justificar a consideração de beta realavancado em comparação com o beta do capital próprio (já que o beta do capital próprio é conservador).		empresas referenciadas no website de Damodaran foram listadas (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/). b) Como afirmado acima, o período considerado no cálculo de Beta corresponde aos meses de janeiro a dezembro de 2007. c) O período aplicado para a capitalização de mercado, a relação dívida/capital próprio e a relação dívida de mercado/capital corresponde ao ano de 2007. d) Beta é uma medida da sensibilidade que calcula a covariância das ações de uma empresa em relação à variância do mercado subjacente. Isso permite medir a reação ou impacto esperado de um movimento geral do mercado em um setor ou em um grupo de empresas individuais. Ao	d. Pendência em SE 19(a) está aberta. <i>Resposta da EOD na 3ª rodada.</i> a) A explicação é aceita e também foi revisado que apenas os valores beta de 31 empresas estão disponíveis e o PP considerou o mesmo na estimativa de beta; a questão agora está encerrada A SE19 está encerrada



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			encontrar empresas comparáveis ao projeto em questão (o projeto cuja taxa de atratividade está sendo procurada) e obter uma média dos seus betas, é possível avaliar melhor a parte do capital próprio do modelo CAPM avaliando a volatilidade esperada do projeto ou a sensibilidade do mercado. Um beta maior que um indica um ativo de maior risco que o mercado, enquanto ativos com betas menores que um são considerados mais seguros. A multiplicação do beta pelo prêmio de mercado aumenta ou desconta o prêmio de capital próprio que os investidores devem esperar. Outras diferenças no cálculo do beta surgem no processo de alavancagem ou desalavancagem do beta. O Beta é composto das	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			especificidades do setor ou da indústria na qual a empresa realiza negócios (β_u) assim como do risco financeiro ($\beta-\beta_u$). Esses fatores ajudam a criar maior especificidade para o projeto em questão levando em consideração as especificidades do setor e sua estrutura de capital (alavancagem). A alíquota de imposto marginal do setor é considerada na desalavancagem e na realavancagem de Beta. No Brasil, a alíquota do imposto marginal varia de acordo com o regime de impostos adotado pela empresa, e pode ser zero (quando os impostos incidem sobre uma parte presumida da receita – Lucro Presumido) ou 34% (se os impostos incidirem sobre os lucros do projeto, EBT – Lucro Real), que é o caso deste projeto. Na nossa aplicação, foi usado o beta desalavancado médio do setor de energia elétrica dos EUA para levar em consideração o risco do negócio. O processo de realavancagem	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			de beta foi então aplicado, respeitando a estrutura de impostos e financeira brasileiras observada no setor. O beta ao qual chegamos considera as estruturas financeira e de impostos peculiares do setor no Brasil. <i>Resposta do PP (3ª rodada):</i> a) Do link fornecido na folha “Beta US”, foram identificadas 57 empresas energéticas. No entanto, 26 das 57 empresas de energia não apresentam o ‘Value Line Beta’ que é usado para calcular o beta desalavancado para cada empresa e estimativa do mercado Ponderado de Beta desalavancado e Re-alavancado do setor. Portanto, o participante do projeto excluiu as 26 empresas e considerou apenas as empresas que apresentam a informação completa, ou seja, os dados de 31 empresas foram	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura do relatório preliminar			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			consideradas no cálculo do Beta setorial.	

RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

APÊNDICE B – DETALHES DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO

NOME DO MEMBRO DA EQUIPE	COMPETÊNCIA/FUNÇÃO	EXPERIÊNCIA
Ricardo Costa	Validador líder do MDL	Ele é engenheiro ambiental, trabalhando no campo ambiental desde 1996. Suas experiências mais importantes são na gestão, construção e operação de plantas de tratamento de águas residuais e de recuperação de biogás de aterro e seu respectivo licenciamento ambiental nas agências competentes. Realizou diversas atividades controlando processos operacionais de tratamento; e análise instrumental, microbiológica, física e química. Além disso, exerceu funções importantes no monitoramento ambiental internacional na última década. Tem experiência na implementação das normas ISO 9001, 14001 e OHSAS 18001.
Rodrigo Gatti	Membro da Equipe	Rodrigo é graduado em medicina veterinária e está envolvido com projetos do MDL desde 2005, trabalhando em programas de capacitação, elaboração de estudos técnicos e desenvolvimento de projetos de carbono. É especialista em MDL (Avaliador externo) do Secretariado da UNFCCC, colaborando em projetos do MDL relacionados a: geração de energia renovável (Escopo1); captura/destruição de metano ou metano evitado (Escopo 13; 15), no envio para registro ou na emissão de RCEs.
Luiz Cardoso	Especialista técnico em MDL	Graduação em engenharia elétrica e cerca de 20 anos de experiência na operação e manutenção de centrais hidrelétricas. Nos últimos seis anos ele vem prestando consultoria nas áreas de transmissão e distribuição de energia elétrica e também de melhoria da eficiência energética.
Anu Mahesh	Especialista financeiro	Éla é formada em Comércio e é contadora certificada . Também é Auditora de sistemas de informação (ISA). Tem experiência de trabalho em: Auditorias oficiais; Verificação de testes, verificação aleatória de transações, elaboração de demonstrativos financeiros e verificação de conformidade com diversas exigências legais. Auditorias internas: Verificação detalhada de transações, elaboração de demonstrativo de conciliação bancária, conciliação de filiais. Realização de auditorias internas, oficiais e tributárias de 75 entidades. Avaliações de imposto de renda. Realizou avaliações de imposto de renda e finalização de demonstrativos financeiros de pessoas físicas, firmas e corporações (aproximadamente 10 corporações e mais de 150 entidades). Esteve envolvida na elaboração de relatórios de projetos (finanças) para empréstimos de instituições financeiras e



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO – PVV2.0

		verificação de relatórios de projetos com relação à viabilidade do investimento. Trabalhou como especialista financeira em aproximadamente 30 projetos do MDL e 70 projetos de VCS (padrão de carbono verificado).
Claudia Freitas	Membro da Equipe	Engenheira Química com MBA pela Fundação Getúlio Vargas, pós-graduação em Administração Industrial e especialização em instrumentos de gestão ambiental na Alemanha. Auditora líder e especialista em mudança do clima (Ministério da Ciência e Tecnologia UN). Validação e verificação de gases de efeito estufa e mecanismo de desenvolvimento limpo. Auditora líder em sistemas de gestão ambiental – norma ISO 14001:2004.
Bilal Anwar	Revisor técnico	Bilal Anwar possui mais de doze anos de experiência em Política Internacional de Mudança de Clima, regimes globais de projetos de redução de gás de efeito estufa e estratégias de efeito estufa do setor corporativo. Uma parte significativa desta experiência está no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no qual ele se envolveu desde o início. Trabalhou no Secretariado da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC). Ele foi líder de equipe da Unidade de Credenciamento do MDL na secretaria. Bilal é responsável atualmente pela aprovação final de relatórios do MDL na Perry Johnson Registrars Carbon Emission Services, Inc.