

5

Relatório de Validação\_PCHs Brookfield  
Traduzido

Atendimento Ressalvas Ofício nº 42465/2016/SEI-MCTIC




**Formulário de relatório de validação para atividades de projeto do CDM**
**(Versão 02.0)**

Preencha este formulário de acordo com o "Anexo: Instruções para preencher o formulário de relatório de validação para atividades de projeto do MDL" ao fim deste formulário.

**RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO**

<b>Título da atividade de projeto</b>	Empreendimentos nas Pequenas Centrais Hidrelétricas Caçador, Cotiporã, Linha Emília, Piranhas e Ponte Alta, chamadas de grupo ("agrupamento").
<b>Número da versão do relatório de validação</b>	1.5 Aa
<b>Data de conclusão do relatório de validação</b>	05/01/2017
<b>Número da versão do DCP ao qual este relatório se aplica</b>	Versão 3.5 de 19/12/2016
<b>Data na qual o DCP foi carregado para consulta da parte interessada global</b>	05/10/2012
<b>Participante (s) do Projeto</b>	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS Caçador Energética S.A. Cotiporã Energética S.A. Linha Emília Energética S.A. Serra Negra Energética Energética Ponte Alta S.A
<b>Anfitrião</b>	Brasil
<b>Reduções estimadas anuais médias de emissões de GEE ou remoções líquidas no período de créditos (tCO<sub>2</sub>e)</b>	Média anual de tCO <sub>2</sub> e de 215.363
<b>Escopos setoriais e metodologias selecionados</b>	Escopo Setorial: 1 – Indústrias da energia (fontes renováveis - / não renováveis). ACM0002: "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 17.0 de 13/05/2016).
<b>Nome da EOD</b>	RINA Services S.p.A. (RINA)
<b>Nome, cargo e assinatura do aprovador do relatório de validação</b>	Laura SEVERINO – Gerente do Setor Sustentabilidade, Meio Ambiente e Mudança Climática

## **SECTION A. Sumário executivo**

### **Objetivo e descrição geral da atividade de projeto**

O principal objetivo dos Empreendimentos nas Pequenas Centrais Hidrelétricas Caçador, Cotiporã, Linha Emília, Piranhas e Ponte Alta, chamadas de grupo (“agrupamento”), é aumentar a parcela de fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo desta forma para maior sustentabilidade ambiental. Para atingir estas metas, o governo brasileiro designou a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) para atuar como principal compradora de produtos de eletricidade firmando Contratos de Compra de Energia (PPAs) de longo prazo. A atividade de projeto consiste na implementação de cinco (5) Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCHs”) localizadas nos estados de Goiás, Mato Grosso do Sul e Rio Grande do Sul,

em um total de 92,50 MW de capacidade instalada, confirmada durante visita ao local.

A atividade de projeto de MDL proposta não é CPAs que foi excluído de um MDL PoA registrado como resultado de inclusão errada de CPAs.

### **Escopo de validação**

O escopo de validação é revisar o DCP em comparação com os critérios da UNFCCC para o MDL. Critérios da UNFCCC para MDL se referem ao Artigo 12 do Protocolo de Kyoto, modalidades e procedimentos do MDL e as decisões posteriores da Diretoria Executiva do MDL. Validação não tem a intenção de fornecer qualquer consultoria ao participantes do projeto. Entretanto, solicitações declaradas de esclarecimentos e/ou ações corretivas podem fornecer dados para melhoria do projeto.

### **Processo de validação**

Validação foi realizada usando procedimentos da RINA de acordo com os requisitos especificados em MDL M&P, na versão mais recente da Norma de Validação e Verificação de MDL e nas decisões relevantes de COP/MOP e MDL EB e aplicando técnicas padrão de auditoria.

Validação consistiu das três fases a seguir:

Revisão de documentos;

Ações de acompanhamento;

Resolução de questões pendentes e emissão do relatório de validação final.

### **Conclusão**

RINA Services S.p.A. (RINA), comissionada por Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS, realizou validação da atividade de projeto de Empreendimentos nas Pequenas Centrais Hidrelétricas Caçador, Cotiporã, Linha Emília, Piranhas e Ponte Alta, chamadas de grupo (“agrupamento”), com relação aos requisitos relevantes para atividades do MDL. Concluindo, a opinião da RINA é que a atividade de projeto Empreendimentos nas Pequenas Centrais Hidrelétricas Caçador, Cotiporã, Linha Emília, Piranhas e Ponte Alta, chamadas de grupo (“agrupamento”), conforme descrito no DCP Versão 3.3 de 19/07/2016, cumpre com todos os requisitos relevantes para atividades do MDL e todos os critérios relevantes da Parte anfitriã e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002: “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” versão 17.0 de 13/05/2016.

Antes da apresentação do Documento de Projeto e do Relatório de Validação à Diretoria Executiva do MDL, o Projeto precisará receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo confirmação de que o Projeto ajuda o país a atingir desenvolvimento sustentável.

**SECTION B. Equipe de validação, revisor técnico e aprovador****B.1. Membro da equipe de validação**

Nº.	Cargo	Tipo de recurso	Sobrenome	Primeiro nome	Afiliação (Ex. nome do escritório central ou outro ou entidade terceirizada)	Envolvimento em			
						Revisão documental	Inspeção no local	Entrevista (s)	Descobertas de validação
1.	Líder da Equipe	IR	Príncipe Branco Saettoni	Geisa Maria	RINA Brasil	x	x	x	x
2.	Líder da Equipe MDL (até 25/02/2014)	IR	Poll Herrmann	Lilian Cristine	RINA Brasil	x			
3.	Validador / Especialista Técnico	IR	De Lima Carvalho	Thaís	RINA Brasil	x	x	x	
4.	Especialista Financeiro (até 17/03/2015)	IR	Varkulya	Américo	RINA Brasil		x	x	
5.	Especialista Financeiro	IR	Rocha	Mayra	RINA Brasil				x

**B.2. Revisor técnico e aprovador do relatório de validação**

Nº.	Cargo	Tipo de recurso	Sobrenome	Primeiro nome	Afiliação (ex. nome do escritório central ou outro ou entidade terceirizada)
1.	Revisor técnico	IR	Valoroso	Rita	RINA Itália
2.	Aprovador	IR	Severino	Laura	RINA Central Office

**SECTION C. Meios de validação****C.1. Revisão documental**

O DCP, Versão 3.5 de 19/07/2016 e versões anteriores /01/, particularmente na aplicabilidade da metodologia, determinação de linha de base, adicionalidade da atividade de projeto, data de início do projeto, plano de monitoramento, cálculos de redução de emissões fornecidos em forma de planilha, "Eletrobras\_Estimated CERs" versão 3 de 19/01/2016 e versões anteriores /2/, foram avaliados como parte da validação. A tabela no Apêndice 3 lista a documentação que foi revisada durante a validação.

## C.2. Inspeção no local

Duração da inspeção no local: 14-15-16-21-29-30/01/2013				
Nº.	Atividade realizada no local	Localização	Data	Membro da equipe
1.	Revisão de documento, entrevista, verificação cruzada de dados	HO Eletrobrás	06 e 07/11/2012	Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni e Thais de Lima Carvalho
2	Inspeção do local, equipamentos instalados, revisão de documentos, entrevista, verificação cruzada de dados	PCH Caçador	25/02/2013	Thais de Lima Carvalho
3	Inspeção do local, equipamentos instalados, revisão de documentos, entrevista, verificação cruzada de dados	PCH Linha Emília e PCH Cotiporã	26/02/2013	Thais De Lima Carvalho
4	Inspeção do local, equipamentos instalados, revisão de documentos, entrevista, verificação cruzada de dados	PCH Piranhas	04/03/2013	Américo Varkulya
5	Inspeção do local, equipamentos instalados, revisão de documentos, entrevista, verificação cruzada de dados	PCH Ponte Alta	07/03/2013	Américo Varkulya

## C.3. Entrevistas

No.	Entrevistado			Data	Assunto	Membro da equipe
	Sobrenome	Primeiro nome	Afiliação			
1.	Laubenbacher Sampaio	Lilian -	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	6-7/11/2012	Gerentes e Membros de Projeto: Adicionalidade; Linha do tempo do projeto,	Thais De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
2.	Oliveira Camargo	José	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	6-7/11/2012	consideração do MDL, descrição de equipamentos	Thais De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
3.	Figueiredo Rocha	Tadeu	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	6-7/11/2012		Thais De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
4.	Rigamonti	Rafael	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	6-7/11/2012	Analista sênior: emissões de linha de base e projeto; Limites de projeto Esclarecimentos sobre	Thais De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
5.	Corga Cardinot	Flavio	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	6-7/11/2012	estabelecimento de linha de base, plano de monitoramento e cálculos de redução de emissão	Thais De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
6.	Modenesi Pitta Pinheiro	Ricardo	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	6-7/11/2012	Recursos, necessidades de treinamento e procedimentos para operação e manutenção	Thais De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
7.	de Souza Teixeira da Silva-	André Luiz	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	6-7/11/2012	Plano de Monitoramento / Registros (backups) Programa de manutenção (calibração)	Thais De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni

8.	Pernes Monsores	Natasha	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobrás -	6-7/11/2012		Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
9.	Rodrigues Ribeiro Silva	Anibal	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobrás -	6-7/11/2012	Membros do Projeto (área ambiental) Licenças ambientais	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
10.	Soares Pessoa	Flávia	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobrás -	6-7/11/2012		Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
11.	Monteiro Neves	Frederico	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobrás -	6-7/11/2012		Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
12.	Miranda	Vinicius	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobrás -	6-7/11/2012		Analista: Consulta a parte interessada local
13.	Nascimento	Renato	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobrás -	6-7/11/2012	Engenheiro Elétrico: Equipamentos instalados, operação, monitoramento, manutenção: geração de energia	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
14.	Cunha Mota	Sérgio	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobrás -	25-26/02/2013	Engenheiro e Supervisores e Coordenador de Operação. Visita ao local, plano de monitoramento, descrição do projeto	Thaís De Lima Carvalho
15.	Ribeiro	Hildo	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobrás -	25-26/02/2013		Thaís De Lima Carvalho
16.	Bordini	Tiago	Brookfield Energia Renovável	04 e 07/03/2013		Américo Varkulya
17.	Orlandi	Sergio	Brookfield Energia Renovável	04 e 07/03/2013	Américo Varkulya	

**C.4. Abordagem de amostragem**

N/A

### C.5. Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitações de ação futura geradas

Áreas de descobertas de validação	Nº. da CL	Nº. da CAR	Nº. da FAR
Consulta a parte interessada global	-	01	-
Aprovação	-	-	-
Autorização	-	-	-
Contribuição para o desenvolvimento sustentável	-	-	-
Modalidades de comunicação	-	01	-
Documento de projeto	-	02	-
Descrição da atividade de projeto	02	-	-
Aplicação da linha de base selecionada e metodologia de monitoramento e linha de base padronizada selecionada			
- Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada	02	03	-
- Desvio da metodologia	-	-	-
- Esclarecimento da aplicabilidade da metodologia, ferramenta e/ou linha de base padronizada	-	-	-
- Limite de projeto	-	01	-
- Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base		01	
- Demonstração de adicionalidade	02	06	
- Reduções de emissões	02	04	
- Plano de monitoramento	-	04	-
Duração e período de créditos	-	01	-
Impactos ambientais	-	02	-
Consulta a parte interessada local	-	01	-
Outros (favor especificar)			
<b>Total</b>	<b>08</b>	<b>27</b>	<b>0</b>

### SECTION D. Descobertas de validação

#### D.1. Consulta a parte interessada global

<b>Meios de validação</b>	O DCP versão 1 de 11/09/2012 /01/ foi disponibilizado ao público em 05/10/2012 no website MDL UNFCCC: ( <a href="https://MDL.unfccc.int/Projects/Validation/DB/QPT2HIECC02HPVY2LI699A0ZNJXJC6/view.html">https://MDL.unfccc.int/Projects/Validation/DB/QPT2HIECC02HPVY2LI699A0ZNJXJC6/view.html</a> ) As partes interessadas e ONGs foram convidadas a tecer comentários durante um período de 30 dias de 05/10/2012 - 03/11/2012. Nenhum comentário foi recebido durante este período.
<b>Descobertas</b>	N/A
<b>Conclusão</b>	Nenhum comentário foi recebido durante Consulta à parte interessada global. Na opinião da RINA as mudanças no DCP durante o processo de validação não exigem publicação do DCP revisado para consulta à parte interessada global.

#### D.2. Aprovação

<b>Meios de validação</b>	O Anfitrião do projeto é o Brasil. Os participantes do projeto são Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRAS (entidade pública); Caçador Energética S.A. (entidade privada); Cotiporã Energética S.A. (entidade privada); Linha Emília Energética S.A (entidade privada); Piranhas (Serra Negra Energética) (entidade privada); Energética Ponte Alta S.A (entidade privada); o projeto é unilateral, portanto o país anfitrião é a única Parte envolvida na atividade de projeto proposta. Brasil cumpre com os requisitos para participar do MDL, pois ratificou o Protocolo de Kyoto de 23 de agosto de 2002 e estabeleceu como AND a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) de acordo com o Decreto Nacional de 7 de julho de 1999, revisado pelo Decreto de 10 de janeiro de 2006 /59/. O Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) /59/ também descrito no website da UNFCCC /06/ é a Secretaria Executiva da CIMGC, de acordo com o Decreto Nacional Brasileiro /59/. Os
---------------------------	--

	<p>participantes do projeto foram listados corretamente na tabela A.4 do DCP e as informações são consistentes com as informações de contato fornecidas no Apêndice 1 do DCP /1/.</p> <p>O projeto proposto não envolve qualquer financiamento público de Parte de Anexo I e a validação não revelou qualquer informação que indicasse que o projeto pudesse ser visto como desvio de assistência de financiamento de desenvolvimento oficial (ODA) relacionado ao país anfitrião.</p>
<b>Descobertas</b>	N/A
<b>Conclusão</b>	Antes da apresentação do Documento de Projeto e do Relatório de Validação à Diretoria Executiva do MDL, o Projeto precisará receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo confirmação de que o Projeto ajuda o país a atingir desenvolvimento sustentável.

### D.3. Autorização

<b>Meios de validação</b>	Antes da apresentação do Documento de Projeto e do Relatório de Validação à Diretoria Executiva do MDL, o Projeto precisará receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo confirmação de que o Projeto ajuda o país a atingir desenvolvimento sustentável.	
	Participantes do projeto	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRAS Caçador Energética S/A, Cotiporã Energética S/A, Linha Emília Energética S/A, Piranhas (Serra Negra Energética S/A) e Energética Ponte Alta S/A
	Partes envolvidas	Brasil
	<b>APROVAÇÃO</b>	
	LoA recebida	
	Data da LoA	
	LoA recebida de	
	Validação da autenticidade	
	Validade da LoA	
	<b>PARTICIPAÇÃO</b>	
	A Parte faz parte do Protocolo de Kyoto	
	Participação voluntária	
	Contribuição do projeto para SD	
	<b>Descobertas</b>	N/A
<b>Conclusão</b>	Antes da apresentação do Documento de Projeto e do Relatório de Validação à Diretoria Executiva do MDL, o Projeto precisará receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo confirmação de que o Projeto ajuda o país a atingir desenvolvimento sustentável.	

**D.4. Contribuição para o desenvolvimento sustentável**

<b>Meios de validação</b>	A seção A.1 do DCP descreve que a implementação de pequenas centrais hidrelétricas garante geração de energia renovável, reduz a demanda para o sistema elétrico nacional, evita impacto negativo social e ambiental causado pela construção de grandes usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e usinas termelétricas de combustível fóssil e impulsiona economias regionais, aumentando a qualidade de vida em comunidades locais. Portanto, o projeto tem impactos ambientais reduzidos e desenvolveu economias regionais, resultando em melhor qualidade de vida. Em outras palavras, sustentabilidade ambiental combinada a justiça social e econômica inegavelmente contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião. Aprovação da LoA brasileira pendente.
<b>Descobertas</b>	CAR 2: o DCP não explicou como a <u>atividade de projeto</u> contribui para o desenvolvimento sustentável. Para encerrar esta CAR, o DCP foi revisado seguindo a última versão do modelo do DCP
<b>Conclusão</b>	LoA brasileira pendente.

**D.5. Modalidades de comunicação**

<b>Meios de validação</b>	As MoC datadas de 10/03/2014 /64/ foram fornecidas pela Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS com quem RINA tem um relacionamento contratual confirmado pela ordem de serviço assinada em 29/05/2012 /26/. A identidade corporativa de todos os PPs e pontos focais inclusos na declaração das MoC /35/ /36/ além de identidades pessoais /35/, assinaturas e as assinaturas autorizadas relacionadas e o status de emprego passaram por verificação cruzada pela RINA /34//35//36/. RINA confirma que a declaração das MoC fornecida por PPs /64/ é baseada no formulário válido atualmente “Modalidades de Declaração de Comunicação” (F-MDL-MOC) /65/, as informações exigidas pelo formulário, incluindo o Anexo 1, foram implementadas corretamente e os PPs signatários autorizados assinaram as MoC correspondentes às inclusas no Anexo 1.
<b>Descobertas</b>	CAR 4: O PP não forneceu as MOC e documentos de suporte Concluindo a CAR 4, o PP não forneceu MOC e documentos de suporte.
<b>Conclusão</b>	RINA confirma que a declaração das MoC fornecida por PPs /37/ é baseada no formulário válido atualmente “Modalidades de Declaração de Comunicação” (F-MDL-MOC) /38/, as informações exigidas pelo formulário, incluindo o Anexo 1, foram preenchidas corretamente e os PPs signatários autorizados assinaram as MoC correspondente às inclusas no Anexo 1. Concluindo, RINA confirma que a declaração das MoC fornecida por PPs está de acordo com os requisitos de 61 – 68 assim como está de acordo com os requerimentos para 66 do MDL-VVS /8/.

**D.6. Documento de projeto**

<b>Meios de validação</b>	O DCP para a atividade de projeto “Empreendimentos nas Pequenas Centrais Hidrelétricas Caçador, Cotiporã, Linha Emília, Piranhas e Ponte Alta, chamadas de grupo (“agrupamento”), no Brasil”, /1/, apresentado pela Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS, foi a base do processo de validação.  As principais mudanças entre o DCP versão 1 de 11/09/2012 publicado por GSC e DCP Versão 3.5 de 19/07/2016 apresentadas para registro são as seguintes:									
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Seção do DCP</th> <th>Descrição e motivo para mudar as informações naquela seção</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Seção A</td> <td>Diretrizes para preenchimento do DCP foram atualizadas</td> </tr> <tr> <td>Atualizar a versão do modelo de MDL-DCP</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Seção B</td> <td>A versão da metodologia e ferramentas relacionadas foram atualizadas</td> </tr> <tr> <td>Adicionalmente, o seguinte foi revisado: a análise de barreira foi excluída e a análise de investimento foi aplicada</td> </tr> <tr> <td>Prática comum foi revisada para cumprir com Diretrizes na prática comum</td> </tr> </tbody> </table>	Seção do DCP	Descrição e motivo para mudar as informações naquela seção	Seção A	Diretrizes para preenchimento do DCP foram atualizadas	Atualizar a versão do modelo de MDL-DCP	Seção B	A versão da metodologia e ferramentas relacionadas foram atualizadas	Adicionalmente, o seguinte foi revisado: a análise de barreira foi excluída e a análise de investimento foi aplicada	Prática comum foi revisada para cumprir com Diretrizes na prática comum
Seção do DCP	Descrição e motivo para mudar as informações naquela seção									
Seção A	Diretrizes para preenchimento do DCP foram atualizadas									
	Atualizar a versão do modelo de MDL-DCP									
Seção B	A versão da metodologia e ferramentas relacionadas foram atualizadas									
	Adicionalmente, o seguinte foi revisado: a análise de barreira foi excluída e a análise de investimento foi aplicada									
	Prática comum foi revisada para cumprir com Diretrizes na prática comum									

		A data de início do projeto foi revisada considerando a data do PPA.
		Revisão de cálculos de redução de emissão
	Seção C	A data de início e o período de crédito foram revisados.
	Seção E	A consulta a Partes Interessadas locais foi refeita para cumprir com resolução nº. 10 da AND, art. 1.
<b>Descobertas</b>	CAR 01 e CAR 02: O DCP não foi preenchido de acordo com as "Diretrizes para Documento de Projeto (MDL-DCP)" mais recentes, versão 01.0 Para fechar CAR01 e CAR02, PP forneceu o DCP revisado no último modelo disponível.	
<b>Conclusão</b>	O RINA confirma que a versão mais recente do PDD é baseada no modelo PDD atualmente válido versão 07.0 e é concluída de acordo com as Instruções para preencher o formulário de projeto do projeto para atividades de projeto do MDL.	

### D.7. Descrição da atividade de projeto

<b>Meios de validação</b>	<p>A atividade de projeto consiste na implementação de cinco (5) usinas hidrelétricas. De acordo com a legislação brasileira 30 MW é a capacidade limite que pode ser classificada como Pequena Central Hidrelétrica (PCH). As autorizações emitidas pela ANEEL consideraram todas as 5 usinas como PCH. Apesar disso, a densidade de potência calculada usando a capacidade instalada total de cada usina é maior que 4 W/m<sup>2</sup>, o que está de acordo com a aplicabilidade da metodologia ACM0002 para usinas grandes, apesar do projeto ser considerado como SHHP no Brasil. As usinas ficam localizadas nos estados de Goiás, Mato Grosso do Sul e Rio Grande do Sul, totalizando 92,50 MW de capacidade instalada.</p> <p>De acordo com o regulamento brasileiro, usinas hidrelétricas de pequena escala são definidas como usinas com capacidades instaladas entre 1MW e 30MW e áreas de reservatório de não mais de 3km<sup>2</sup> (Resolução ANEEL nº. 652/2003) /40/. Todas as usinas inclusas na atividade de projeto proposta são consideradas como Pequena Central Hidrelétrica (PCH) pelo governo brasileiro e se qualificam para PROINFA. Pequenas centrais hidrelétricas foram desenvolvidas no contexto do programa brasileiro "Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica" (PROINFA). O principal objetivo do programa é aumentar a parcela de fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo desta forma para maior sustentabilidade ambiental. Para atingir estas metas, o governo brasileiro designou a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) para atuar como principal compradora de produtos de eletricidade firmando Contratos de Compra e Venda de Energia (PPAs) de longo prazo.</p> <p>O total de reduções de emissões dos "Empreendimentos nas Pequenas Centrais Hidrelétricas Caçador, Cotiporã, Linha Emília, Piranhas e Ponte Alta, chamadas de grupo ("agrupamento") é estimado em 2.153.635 tCO<sub>2</sub>e durante o período de créditos fixo de 10 anos, resultando em uma média anual de reduções de emissões de 215.363 tCO<sub>2</sub>e / ano.</p> <p>A Energia assegurada das usinas foi confirmada no website da ANEEL (informações disponíveis ao público, conforme descrito na tabela abaixo:</p>									
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>PCH</th> <th>Energia assegurada (MW-ave)</th> <th>Verificação cruzada</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Caçador</td> <td>22,50</td> <td rowspan="2">Confirmado no website da ANEEL /19/</td> </tr> <tr> <td>Cotiporã</td> <td>19,50</td> </tr> </tbody> </table>	PCH	Energia assegurada (MW-ave)	Verificação cruzada	Caçador	22,50	Confirmado no website da ANEEL /19/	Cotiporã	19,50	
PCH	Energia assegurada (MW-ave)	Verificação cruzada								
Caçador	22,50	Confirmado no website da ANEEL /19/								
Cotiporã	19,50									

Linha Emília	19,50	
Piranhas	18,00	
Ponte Alta	13,00	

É importante destacar que o fator de carga da usina é emitido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e os cálculos foram estabelecidos na Resolução no. 169 de 3 de maio de 2001/19/20/. Dados históricos foram usados no cálculo e o fator de carga é específico para cada usina.

A Energia assegurada de uma usina hidrelétrica é emitida pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e tem basicamente duas finalidades:

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

A Energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é definida como a produção máxima de energia que pode ser fornecida praticamente continuamente por usinas hidrelétricas com o passar dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de sequências de fluxo criadas estatisticamente, admitindo certo risco de não cumprir com a carga, ou seja, em determinada porcentagem dos anos simulados algum racionamento é permitido até um limite considerado aceitável pelo sistema. A determinação da Energia assegurada está relacionada às condições que cada usina pode fornecer ao sistema a longo prazo, presumindo um critério de risco específico de não atender ao mercado (risco de déficit), considerando principalmente a variabilidade hidrológica à qual a usina está sujeita.

#### Localização do projeto

O projeto fica localizado no Brasil. Os municípios e estados onde PCHs estão localizadas foram confirmados no website da ANEEL/SIGEL /37//38/, disponível ao público, conforme descrito abaixo:

PCH	Município
Caçador	Serafina Corrêa e Nova Bassano
Cotiporã	Dois Lajeados e Cotiporã
Linha Emília	Dois Lajeados e Fagundes Varela
Piranhas	Piranhas
Ponte Alta	São Gabriel d'Oeste

As coordenadas geográficas foram confirmadas nas Resoluções ANEEL listadas abaixo:

PCH	Coordenadas geográficas		Referência
	Latitude (S)	Longitude (W)	
Caçador	28° 42'20"	51° 51'02"	Resolução ANEEL 449/00 /39/
Cotiporã	28° 58'00"	51° 45'00"	Resolução ANEEL 452/00 /40/
Linha Emília	28° 56'	51° 46'	Resolução ANEEL 666/01 /40/
Piranhas	16° 35'	51° 49'	Resolução ANEEL 345/99 /40/
Ponte Alta	19° 24'37"	54° 29'35"	Resolução ANEEL 71 7/03 /40/

## Tecnologias empregadas

Equipamentos	Especificação	Caçador	Cotiporã	Linha Emília
<b>Gerador</b>	Quantidade	1	1	1
	Potência nominal (kVA)	12.900	10.840	10.840
	Tensão nominal (V)	6.900	6.900	6.900
	Fator de potência	0,9	0,9	0,9
	Frequência (Hz)	60	60	60
	Rotação (rpm)	327,3	276,92	720
	Fabricante	GE hydro Inepar	GE hydro Inepar	GE hydro Inepar
Ano de Fabricação	2007	2007	2007	
<b>Turbina</b>	Quantidade	1	1	1
	Potência nominal (kW)	11.680	10.050	10.050
	Tipo	Francis – Eixo Vertical	Francis - Eixo Vertical	Francis - Eixo Vertical
	Rotação (rpm)	327,27	276,92	720
	Fabricante	HISA	HISA	HISA
	Ano de Fabricação	2007	2007	2007
<b>Medidor Elétrico (Mestre)</b>	Localização	Conexão SE NOVA PRATA II	Conexão - SE Linha Emília	Conexão
	Fabricante	ELO	POWER	ELO
	Número de Série	90007642	PT-0611A021-01	90007642
	Modelo /tipo	2180	ION8600	2180
<b>Medidor Elétrico (Traseiro)</b>	Localização	Conexão - SE NOVA PRATA II	Conexão - SE Linha Emília	Conexão
	Fabricante	ELO	POWER	ELO
	Número de Série	90004314	PT-0701A415-01	90004314
	Modelo /tipo	2180	ION8600	2180

Equipamentos	Especificação	Piranhas	Ponte Alta
<b>Gerador</b>	Quantidade	1	1
	Potência nominal (kVA)	10.190	8.136
	Tensão nominal (V)	6.900	13.800
	Fator de potência	0,9	0,8
	Frequência (Hz)	60	60
	Rotação (rpm)	600	720
	Fabricante	WEG	GEVISA
	Ano de Fabricação	2006	2006
<b>Turbina</b>	Quantidade	1	1
	Potência nominal (kW)	9.400	6.700
	Tipo	Francis – Eixo Horizontal	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	600	720
	Fabricante	Vatech/Hydro	Hacker
Ano de Fabricação	2006	2006	
<b>Medidor Elétrico (Mestre)</b>	Localização	SE Piranhas (SE Conexão CELG)	Conexão
	Fabricante	Schlumberger Ind. Ltda.	SCHLUMBERGER
	Número de Série	29749894	34761326

		Modelo /tipo	Quantum Q1000	Q1000
	<b>Medidor Elétrico (Traseiro)</b>	Localização	SE Piranhas (SE Conexão CELG)	Conexão
		Fabricante	Actaris	SCHLUMBERGER
		Número de Série	33021595	34761327
		Modelo /tipo	SL7000	Q1000
<b>Descobertas</b>	<p>CL 01: A energia assegurada publicada pela ANEEL para 2 das PCHP tem discrepâncias.</p> <p>CL 06: As capacidades instaladas observadas durante visita ao local para todas as PCHs são maiores do que as verificadas pela ANEEL e são diferentes da descrição no DCP</p> <p>Para encerrar CL 1 e CL 06 o DCP revisou a capacidade instalada de todas as PCHP.</p>			
<b>Conclusão</b>	<p>RINA conseguiu verificar toda evidência documentada durante o processo de validação e pode confirmar que dados e considerações são completos e precisos. Adicionalmente RINA confirma que a descrição da atividade de projeto do MDL proposta, conforme apresentada no DCP abrange de forma suficiente todos os elementos relevantes, é precisa e completa e fornece ao leitor entendimento claro da natureza da atividade de projeto de MDL proposta.</p>			

## D.8. Aplicação da linha de base selecionada e metodologia de monitoramento e linha de base padronizada selecionada

### D.8.1. Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada

<b>Meios de validação</b>	<p>O projeto aplica corretamente a linha de base e metodologia de monitoramento ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", 17.0 de 13/05/2016) As condições de critérios de aplicabilidade listadas na metodologia aprovada foi avaliada comparando com os critérios inclusos no DCP /1/. A atividade de projeto proposta cumpre com os critérios definidos na metodologia de linha de base, pois garante que:</p> <p>A metodologia de linha de base aplicada seja justificada, pois foi demonstrado que a atividade de projeto garante que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A atividade de projeto consiste na instalação de cinco (5) pequenas centrais hidrelétricas inteiramente novas conectadas à rede, resultando em 92,50 MW de capacidade instalada, o que foi verificado na autorização da ANEEL para geração de energia /19/;</li> <li>• Sendo totalmente novas, pequenas centrais hidrelétricas não envolvem qualquer troca de combustível fóssil para energia renovável nos locais de projeto, esta informação passou por verificação cruzada com as licenças ambientais /23//24//25/ e foi checada durante visita ao local.</li> <li>• A atividade de projeto proposta substitui eletricidade em rede e OM, BM e CM são estimados, aplicando a Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade /14/ ao calcular emissões de linha de base.</li> <li>• O projeto proposto é conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a rede elétrica do Brasil, para a qual limites geográficos e de sistema foram claramente identificados e informações sobre características desta rede foram disponibilizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico /57/.</li> </ul> <p>A atividade de projeto aplica as seguintes ferramentas metodológicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ferramenta Metodológica para demonstração e avaliação de adicionalidade, versão 7.0.0, datada de 23/11/2012 /12/. Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade é abordada na metodologia de linha de base ACM0002 versão 17.0 de 13/05/2016, portanto sua aplicação a</li> </ul>
---------------------------	---

	<p>esta atividade de projeto é obrigatória.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ferramenta Metodológica para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico versão 5.0.0 de 27/11/2015 /14/.</li> </ul> <p>A Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade é aplicado pela AND brasileira ao calcular o fator de emissão de rede e atende os critérios definidos pois garante que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>A energia elétrica seria fornecida pela rede brasileira na ausência da atividade de projeto;</li> <li>O fator de emissão de rede não incluiu usinas fora da rede e o cálculo do acúmulo do fator de emissão de margem de construção e fator de emissão de margem de operação foi feito pela AND brasileira;</li> <li>Toda a rede para cálculo de fator de emissão fica no Brasil, que não é o país anfitrião do Anexo I;</li> <li>A emissão de energia gerada por biocombustíveis é zero.</li> </ul>
<b>Descobertas</b>	<p>CAR06: O DCP versão 1 não usa a ferramenta mais recente disponível para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico nem a ferramenta mais recente disponível para demonstração e avaliação de adicionalidade</p> <p>CAR07: A seção B.2 do DCP versão 1 não informa o tipo de reservatórios. Além disso não informa se reservatórios são novos ou já existentes, únicos ou múltiplos, com aumento ou sem mudança do volume de água</p> <p>CAR15 Nem a seção B.6.1 nem a B.6.3 do DCP justificam os valores adotados para <math>Cap_{BL}</math> ou <math>A_{BL}</math>.</p> <p>CL06: As capacidades instaladas observadas durante visita ao local para todas as PCHs são maiores do que as verificadas pela ANEEL e são diferentes da descrição no DCP</p> <p>CL07: O PP não forneceu evidências de que a área dos reservatórios para Piranhas e Ponte Alta foi medida na superfície dos reservatórios com capacidade total, conforme solicitado por ACM0002</p> <p>Para encerrar CAR 6, o DCP foi revisado e as ferramentas usadas foram atualizadas. Para encerrar CAR 07, CAR 15 evidências relacionadas a áreas de reservatório de todas as pequenas centrais hidrelétricas foram fornecidas. E para encerrar CL06 a capacidade instalada usada é a capacidade observada na etiqueta dos equipamentos, de acordo com a metodologia.</p>
<b>Conclusão</b>	<p>RINA conforma que a metodologia de linha de base e monitoramento foi previamente aprovada pela Diretoria Executiva do MDL e se aplica a atividade de projeto, que cumpriu com todas as condições de aplicabilidade e também ferramentas metodológicas aplicáveis.</p>

#### D.8.2. Desvio da metodologia

<b>Meios de validação</b>	N/A
<b>Descobertas</b>	N/A
<b>Conclusão</b>	N/A

#### D.8.3. Esclarecimento da aplicabilidade da metodologia, ferramenta e/ou linha de base padronizada

<b>Meios de validação</b>	N/A
<b>Descobertas</b>	N/A
<b>Conclusão</b>	N/A

#### D.8.4. Limite de projeto

<b>Meios de validação</b>	<p>De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002, "Geração de eletricidade conectada à rede 1. A partir de fontes renováveis", versão 17.0 de 13/05/2016 /9/ o limite de projeto proposto (extensão espacial) inclui usina de projeto e todas as usinas fisicamente conectadas ao sistema elétrico nacional (SIN – Sistema Interligado Nacional) ao qual a atividade de projeto proposta está relacionada. O diagrama do limite de projeto apresentado</p>
---------------------------	--

	<p>na seção B.3 do DCP inclui usinas de projeto e todas as usinas fisicamente conectadas ao SIN e descreve os gases inclusos nas variáveis de limite de projeto e monitoramento. Delineação do Sistema Interligado Nacional é fornecida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico /57/, de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 versão 17.0 de 13/05/2016 /9/.</p> <p>Fontes de emissões inclusas no limite de projeto são apresentadas na tabela abaixo:</p> <table border="1" data-bbox="448 376 1447 1218"> <thead> <tr> <th data-bbox="448 376 775 416"></th> <th data-bbox="775 376 1011 416">GEEs envolvidos</th> <th data-bbox="1011 376 1447 416">Descrição</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="448 416 775 568">Emissões de linha de base</td> <td data-bbox="775 416 1011 568">CO<sub>2</sub></td> <td data-bbox="1011 416 1447 568">Emissões de geração de eletricidade em usinas de combustível fóssil conectadas à rede nacional que é deslocada devido à atividade de projeto.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="448 568 775 786">Emissões de projeto</td> <td data-bbox="775 568 1011 786">N/A</td> <td data-bbox="1011 568 1447 786">Como a densidade de potência da atividade de projeto é maior do que 10 W/m<sup>2</sup>, emissões de projeto são consideradas iguais a zero de acordo com a metodologia aprovada ACM0002 /9/.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="448 786 775 1218">Vazamento</td> <td data-bbox="775 786 1011 1218">N/A</td> <td data-bbox="1011 786 1447 1218">As principais emissões que potencialmente geram vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são emissões geradas devido a atividades como construção de usina e emissões upstream de uso de combustível fóssil. Conforme definido pela metodologia aplicada /9/, estas fontes de emissão são negligenciadas (nenhum vazamento precisa ser considerado).</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fontes de emissões que não foram abordadas pela metodologia aplicada e que espera-se que contribuam com mais de 1% da redução de emissões anual média esperada geral não foram identificadas.</p>		GEEs envolvidos	Descrição	Emissões de linha de base	CO <sub>2</sub>	Emissões de geração de eletricidade em usinas de combustível fóssil conectadas à rede nacional que é deslocada devido à atividade de projeto.	Emissões de projeto	N/A	Como a densidade de potência da atividade de projeto é maior do que 10 W/m <sup>2</sup> , emissões de projeto são consideradas iguais a zero de acordo com a metodologia aprovada ACM0002 /9/.	Vazamento	N/A	As principais emissões que potencialmente geram vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são emissões geradas devido a atividades como construção de usina e emissões upstream de uso de combustível fóssil. Conforme definido pela metodologia aplicada /9/, estas fontes de emissão são negligenciadas (nenhum vazamento precisa ser considerado).
	GEEs envolvidos	Descrição											
Emissões de linha de base	CO <sub>2</sub>	Emissões de geração de eletricidade em usinas de combustível fóssil conectadas à rede nacional que é deslocada devido à atividade de projeto.											
Emissões de projeto	N/A	Como a densidade de potência da atividade de projeto é maior do que 10 W/m <sup>2</sup> , emissões de projeto são consideradas iguais a zero de acordo com a metodologia aprovada ACM0002 /9/.											
Vazamento	N/A	As principais emissões que potencialmente geram vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são emissões geradas devido a atividades como construção de usina e emissões upstream de uso de combustível fóssil. Conforme definido pela metodologia aplicada /9/, estas fontes de emissão são negligenciadas (nenhum vazamento precisa ser considerado).											
<b>Descobertas</b>	CAR 25: O DCP versão 1 descreve o limite de projeto como “Extensão espacial do limite de projeto inclui a usina e todas as usinas fisicamente conectadas ao sistema elétrico definido para o projeto do MDL”, entretanto não especifica as usinas. Para encerrar CAR 25 O limite foi revisado de acordo com ACM0002.												
<b>Conclusão</b>	Através de verificação das informações e evidências disponíveis e de visita ao local, a RINA confirma que todas as fontes de emissão e gases foram inclusos no limite de projeto e a descrição no DCP é precisa e completa e também que as fontes e gases selecionados se justificam para a atividade de projeto proposta.												

#### D.8.5. Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base

<b>Meios de validação</b>	<p>De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002 versão 17.0 de 13/05/2016 /9/ o cenário de linha de base é Eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto seria gerada alternativamente pela operação de usinas conectadas à rede e adição de novas fontes de geração, como refletido pelos cálculos de margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 5.0, datada de 27/11/2015 /14/.</p> <p>O cenário de linha de base prescrito se aplica a atividade de projeto desde que esteja em conformidade com as políticas nacionais e/ou setoriais conforme verificado nos documentos ANEEL /20//21//29//30/.</p> <p>RINA conseguiu verificar toda evidência documentada e pode confirmar que:</p>
---------------------------	--

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Com relação ao fator de emissão aplicado, de acordo com o Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT, o Sistema Interligado Nacional é definido como um único sistema de eletricidade para calcular o fator de emissão de CO<sub>2</sub>. O fator de emissão da rede é fornecido pela AND brasileira e será monitorado <i>ex-post</i> durante o período de créditos /56/.</li> <li>Todos os dados usados para calcular o fator de emissão fornecido no DCP passaram por verificação cruzada com fontes confiáveis fornecidas pela AND brasileira /56/.</li> </ul> <p>De acordo com a metodologia de linha de base aprovada ACM0002 versão 17.0 de 13/05/2016 /9/ os seguintes cenários alternativos para a atividade de projeto proposta foram considerados e discutidos para o cenário de linha de base:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Cenário 1: A alternativa à atividade de projeto é a continuação da situação atual (anterior) de eletricidade fornecida pelas usinas existentes do sistema interligado;</li> <li>Cenário 2: A atividade de projeto proposta realizada sem registro como atividade de projeto do MDL.</li> </ul>
<b>Descobertas</b>	CAR 8: o cenário de linha de base não foi descrito de acordo com a metodologia ACM0002. Para encerrar CAR 8 o DCP foi revisado para aplicar a versão mais recente da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”.
<b>Conclusão</b>	A metodologia de linha de base aprovada ACM0002 versão 17.0 “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” de 13/05/2016 /9/ foi corretamente aplicada para identificar o cenário de referência mais razoável e o cenário de referência identificado representa o que ocorreria na ausência da atividade de projeto de MDL proposta.

#### D.8.6. Demonstração de adicionalidade

<b>Meios de validação</b>	<p>De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002: “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” versão 17.0 de 13/05/2016 /9/, a adicionalidade do projeto foi estabelecida aplicando a Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade, versão 07.0.0, datada de 23/11/2012 /12/.</p> <p><b>Prévia consideração de MDL</b></p> <p>Foi demonstrado que MDL foi seriamente considerado antes da decisão de prosseguir com o projeto proposto, de acordo com a VVS /8/.</p> <p>Evidência da séria consideração do MDL pode ser demonstrada através da emissão do Decreto brasileiro nº. 5.025 datado de 30 de março de 2004, que regula a Lei nº. 10.438/2002. Este Decreto afirma que a meta da PROINFA é redução dos gases estufa conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) sob o Protocolo de Kyoto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política “Tipo E”. Adicionalmente, o Artigo 16 do Decreto nº. 5.025/2004 determina a criação da conta PROINFA, administrada pela Eletrobrás (compradora de energia) e é composta por rendimentos e custos relacionados, entre outros, a atividades do projeto do MDL.</p> <p>Para participar do programa o patrocinador do projeto deve cumprir com todos os requisitos apresentados no “Guia de Habilitação” PROINFA de acordo com a Lei nº. 10.438/2002 e seus Decretos regulatórios.</p> <p>Créditos de carbono são claramente mencionados em Decretos PROINFA, poder-se-ia alegar que o governo realmente espera receber tais valores e portanto eles foram considerados no preço contratado. Por outro lado, patrocinadores do projeto estavam cientes dos requisitos do programa e que rendimentos de créditos de carbono ajudariam a superar as barreiras tecnológicas e financeiras existentes no momento.</p> <p>A data de início da atividade de projeto é 30/06/2004, correspondendo a data na qual</p>
---------------------------	---

PPAs foram assinados /21/. No momento da assinatura do PPA, patrocinadores do projeto sabiam e estavam cientes das condições e requisitos estabelecidos para sua participação no PROINFA. Sob sua responsabilidade o governo brasileiro demonstrou seu compromisso e esforços em fazer com que projetos PROINFA sejam registrados em MDL.

A linha do tempo de marcos chave a seguir foi elaborada com base em evidências verificáveis coletadas durante o processo de validação. As informações são consistentes com a linha do tempo fornecida em DCP e todos os eventos apresentam uma sequência lógica, que está de acordo com os requisitos e regras do MDL.

<b>Data</b>	<b>Atividades marco verificadas</b>
26/04/2002	Publicação da Lei nº. 10.438, que cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).
30/03/2004	Publicação do Decreto nº. 5.025 que regula a Lei nº. 10.438/2002, que afirma que a meta da PROINFA é redução dos gases estufa conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) sob o Protocolo de Kyoto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável.
30/06/2004	Assinatura dos Contratos de Compra de Energia da atividade de projeto com a Eletrobrás.
30/08/2004	Nota Técnica nº. 006/2004 do Departamento de Meio Ambiente da Eletrobrás. Apresenta discussão sobre o quadro mercado de MDL e créditos de carbono e inserção da Eletrobrás em MDL.
13-17/06/2005	Participação da equipe da Eletrobrás no curso de treinamento de MDL promovido pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito ("CRESESB").
02/08/2005	Nota Técnica nº. 007/2005 do Departamento de Meio Ambiente da Eletrobrás. Apresenta discussão relacionada a propriedade de créditos de carbono e análise detalhada relacionada a registro de projetos PROINFA em MDL.
09-11/11/2005	VIII ENGEMA (Encontro Nacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente). Encontro Nacional realizado pela Eletrobrás e Fundação Getúlio Vargas (FGV) sobre as vantagens de projetos MDL no Brasil. Apresentou os benefícios do MDL e riscos relacionados a incertezas depois de 2012.
11/11/2005	Reunião internacional da Eletrobrás para criação de uma Equipe Técnica relacionada ao Protocolo de Kyoto e mercados de créditos de carbono.
16/11/2005	Debate da Equipe Técnica criada para discutir créditos de carbono em MDL de projetos PROINFA.
17/01/2006	Ofício nº. MDL/02/2006/CIMGC. Esclarecimentos fornecidos pela AND brasileira sobre data de início e créditos de carbono retroativos para o Ministério de Minas e Energia. A AND brasileira informou que projetos PROINFA não poderiam receber créditos retroativos, pois projetos elegíveis para créditos retroativos devem iniciar a operação de 01/01/2000 a 18/11/2004, o que não é o caso dos projetos PROINFA.
01/06/2007	Relatório "PROINFA – Grupo Executivo dos Créditos de Carbono do Proinfa" elaborado para apresentação a Diretoria Executiva da Eletrobrás. O relatório apresentou estimativa de reduções de emissões e rendimentos relacionados. Conclui com a proposta de criação de departamentos internacionais para gestão de assuntos do MDL relacionados a projetos PROINFA.
12/06/2007	2183ª Reunião da Diretoria Executiva da Eletrobrás para discutir o Relatório "PROINFA – Grupo Executivo dos Créditos de Carbono do Proinfa". Cria Departamentos de Coordenação para gestão, desenvolvimento e comercialização de créditos de carbono em MDL de projetos PROINFA.
30/10/2008	Previsão de custos MDL da Eletrobrás (treinamento de pessoal, validação, taxa de registro, verificação e contratação de companhia de consultoria) a serem inclusos no Plano Anual do Proinfa 2009

	("PAP").
25/03/2009	Nota Técnica DE/UEP nº. 108/2009 emitida pela Unidade Gestora do PROINFA solicitando a inclusão na previsão de despesas relacionadas ao desenvolvimento de MDL para projetos PROINFA no Plano Anual do Proinfa ("PAP") <sup>1</sup> .
01/02-18/02/2010	Discussões internas da Eletrobrás com relação a possibilidade de assinatura de um acordo de cooperação com a Universidade do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) e cumprimento dos requisitos legais/normativos relacionados.
26/05/2010	Relatório elaborado para apresentação à Diretoria Executiva da Eletrobrás com relação a assinatura de um Acordo de Cooperação entre a Eletrobrás e a Universidade do Rio de Janeiro (UFRJ), escopo, módulos e previsão de custos.
31/08/2010	Rascunho do Acordo de Cooperação entre a Eletrobrás e a Universidade do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) para treinamento técnico das equipes da Eletrobrás e COPPE/UFRJ sobre metodologias e procedimentos de MDL a serem usados em projetos PROINFA.
07-11/2011	Publicação de DCPs em português para consulta pública.
05/10/2012	Validação do MDL começando com a publicação do DCP para Consulta a Partes Interessadas Globais no website da UNFCCC.

Concluindo, de acordo com os requisitos da VVS /8/, RINA pode confirmar que MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto.

#### Identificação de alternativas

De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" versão 17.0 de 13/05/2016 /9/, como este projeto consiste na implementação de cinco (5) usinas/unidades de energia renovável conectadas a rede novas o cenário de linha de base é definido como "Eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto seria gerada alternativamente pela operação de usinas conectadas à rede e adição de novas fontes de geração, como refletido pelos cálculos de margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". De acordo com ACM 0002, o projeto se aplica a atividades de geração de eletricidade renovável conectada à rede que:

- (a) Instalem uma usina totalmente nova;
- (b) Envolvam capacidade de ser adicionado a usinas existentes;
- (c) Envolvam adaptação posterior de uma usina/unidade em operação existente;
- (d) Envolvam reabilitação de usinas/unidades existentes; ou
- (e) Envolvam substituição de usinas/unidades existentes.

Foi confirmado durante visita ao local e a partir de licenças da ANEEL /21/ que a opção (a) se aplica à atividade de projeto proposta.

Adicionalmente a metodologia se aplica sob as seguintes condições:

- (a) A atividade de projeto pode incluir usinas/unidades de energia renovável dos seguintes tipos: usina/unidade hidrelétrica com ou sem reservatório, usina/unidade eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade solar, usina/unidade de ondas ou usina/unidade de marés.

A atividade de projeto proposta consiste na instalação de doze (12) pequenas centrais hidrelétricas /21/.

- (b) No caso de aumento de capacidade, adaptação posterior, reabilitação ou substituição (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, solar, de ondas ou marés): a usina existente iniciou operação comercial antes do início do período histórico de referência mínimo de cinco anos, usado para cálculo de emissões de linha de base e definido na seção de emissões de linha de base e nenhum aumento de capacidade, adaptação posterior ou reabilitação da usina/unidade foi realizada entre o início deste período histórico de referência mínimo e implementação da atividade de projeto.

<sup>1</sup> Estas informações estão disponíveis ao público no Plano Anual PROINFA ("PAP") de 2011. Elaboração do PAP foi estabelecida pelo Decreto nº. 5,025/2004.

Não aplicável, pois somente projetos/unidades novos são considerados na atividade de projeto proposta.

No caso de usinas hidrelétricas, uma das seguintes condições se aplica:

- (a) A atividade de projeto é implementada em reservatórios únicos ou múltiplos existentes, sem mudança no volume de qualquer dos reservatórios; ou
- (b) A atividade de projeto é implementada em reservatórios únicos ou múltiplos existentes, com aumento do volume de qualquer dos reservatórios e densidade de potência calculada usando a equação (3) é maior que  $4 \text{ W/m}^2$ ; ou
- (c) A atividade de projeto resulta em novos reservatórios únicos ou múltiplos e densidade de potência calculada usando a equação (3) maior que  $4 \text{ W/m}^2$ ; ou
- (d) A atividade de projeto é um projeto hidrelétrico integrado envolvendo vários reservatórios, com densidade de potência de qualquer um dos reservatórios calculada usando a equação (3) menor que ou igual a  $4 \text{ W/m}^2$ , todas as condições a seguir se aplicam:
  - (i) A densidade de potência calculada usando a capacidade instalada total do projeto integrado, de acordo com a equação (4) é maior que  $4 \text{ W/m}^2$ ;
  - (ii) Fluxo de água entre reservatórios não é usado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade de projeto;
  - (iii) A capacidade instalada de usinas com densidade de potência menor que ou igual a  $4 \text{ W/m}^2$  deve ser:
    - a. Menor que ou igual a 15 MW; e
    - b. Menos de 10 por cento da capacidade instalada total de projeto hidrelétrico integrado.

No caso da atividade de projeto proposta, a opção (c) se aplica, pois pequenas centrais hidrelétricas resultam em novos reservatórios únicos com densidade de potência maior que  $4 \text{ W/m}^2$  /21/.

PCH	Capacidade Instalada (MW)	Área do Reservatório (km <sup>2</sup> )	Densidade de Potência (W/m <sup>2</sup> )
Caçador	22,50	0,06	387,93
Cotiporã	19,50	0,465	41,94
Linha Emília	19,50	0,93	20,97
Ponte Alta	13,00	0,49	26,53
Piranhas	18,00	0,8	22,50

**Fonte: ANEEL/SIGEL (2014)**

No caso de projetos hidrelétricos integrados, o proponente do projeto deve:

- (a) Demonstrar que fluxo de água de usinas/unidades a montante se derrama diretamente no reservatório a jusante e coletivamente representam capacidade de geração do projeto hidrelétrico integrado; ou
- (b) Fornecer uma análise do equilíbrio da água, abrangendo água que alimenta unidades de potência, com todas as combinações de reservatório possíveis e sem a construção de reservatórios. O objetivo de equilíbrio da água é demonstrar que o requisito de combinação específica de reservatórios construídos sob a atividade de projeto do MDL para otimização da saída de energia. Esta demonstração deve ser realizada no cenário específico de disponibilidade de água em diferentes estações para otimizar fluxo de água na entrada de unidades de potência. Portanto, este equilíbrio da água levará em consideração fluxos sazonais do rio, tributários (se houver) e chuva por no mínimo cinco anos antes da implementação da atividade de projeto do MDL.

Não se aplica, pois a atividade de projeto proposta não é do tipo projeto integrado.

Adicionalmente, a metodologia não se aplica ao seguinte:

- (a) Atividades de projeto que envolvam troca de combustível fóssil para fontes de energia renováveis no local da atividade de projeto, pois neste caso a linha de base pode continuar a usar combustíveis fósseis no local.

Não se aplica pois todas as pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta são projetos de eletricidade conectada à rede.

- (b) Usinas movidas a biomassa;

Não se aplica pois apenas pequenas centrais hidrelétricas foram incluídas na atividade de projeto proposta.

O proponente do projeto justificou a escolha do cenário de linha de base de acordo com a metodologia aplicada que é considerada razoável.

#### **Análise de investimento**

**Escolha de abordagem.** Participantes do projeto aplicaram a Opção III Análise de Benchmarking, de acordo com a ferramenta de adicionalidade aplicada /12/ e com as “Diretrizes de Avaliação de Análise de Investimento” /13/. Análise de custo simples não se aplica, pois o projeto gerará benefícios econômicos e financeiro (de vendas de eletricidade) além do rendimento relacionado ao MDL. A análise de comparação de investimento não se aplica porque a única alternativa à atividade de projeto é fornecimento de eletricidade de uma rede, o que não é considerado como projeto de investimento similar. O indicador financeiro/econômico usado para cada pequena central hidrelétrica incluída na atividade de projeto proposta é o Valor Líquido Atual (NPV). O NPV dos projetos foi calculado considerando a referência do setor elétrico: o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC).

**Escolha de referência.** A referência escolhida é calculada com base em custos médios ponderados de capital (WACC) que é a referência adequada para a atividade de projeto e cumpre com as “Diretrizes de Avaliação de Análise de Investimento” /13/, de acordo com as diretrizes a referência de projeto precisa ser calculada com base em taxas de obrigações. O cálculo de WACC usa dados anteriores a junho de 2004, pois a decisão de investir foi tomada em 30/06/2004 /21/. O custo médio ponderado de capital é calculado como segue:

$$\text{WACC} = \text{Wd} \times \text{Kd} + \text{We} \times \text{Ke}$$

**We** e **Wd** são, respectivamente, pesos de capital e débito normalmente observados no setor. Pesos são derivados das “Diretrizes de avaliação de análise de investimento”, que considera um valor padrão para projetos MDL: 50% débito (**Wd**) e 50% (**We**) capital foram supostos como valor padrão. **Kd** e **Ke** são, respectivamente o custo de débito e de capital.

O cálculo do custo do débito **kd** é obtido através da seguinte fórmula:

$$\text{Kd} = [1 + (a + b + c) \times (1 - t)] / [(1 + \pi) - 1]$$

Onde:

- a é o custo financeiro calculado como 10,97% com base na taxa de juros a longo prazo fornecida pelo BNDES em uma faixa média de 5 anos /47/;
- b é a margem de lucro calculada em 2,50% com base na margem de lucro do BNDES, de acordo com a política de crédito para atividades de geração de energia /48/;
- c é a taxa de risco de crédito calculada em 1,50%. O valor de referência usado é o risco de crédito máximo definido pelo BNDES /49/.
- $\pi$  é a previsão da inflação no Brasil, calculada em 5,5% /50/;
- t é a alíquota marginal presumida como zero, pois o cálculo de IRR do projeto é baseado no lucro presumido, de acordo com a regra de impostos brasileira, não é aplicável /51/.

Portanto, o custo do débito após impostos é calculado como 8,97%.

Se o benchmark se basear em parâmetros normais no mercado, o custo do capital deve ser determinado por: (a) selecionar os valores fornecidos no Apêndice (da ferramenta); Ou (b) calculando o custo do capital próprio usando CAPM.

O cálculo de referência segue a opção a) acima, ou seja, selecionando os valores fornecidos no Apêndice da Ferramenta de Análise de Investimento. De acordo com o Apêndice, **Ke** é de 10,65% para o Grupo 1, ou seja, projetos de energia no Brasil. No entanto, esse valor considera a classificação da Moody's para títulos do Baa2 para o Brasil, mas na ocasião da decisão de investimento - primeiro semestre de 2004, a classificação da Moody's para títulos foi de B2 / 59 /. De acordo com o Apêndice da Ferramenta de Análise de Investimento, B2 resulta em taxa de 16,05%.

Portanto, este valor foi utilizado na análise.

Em relação à alíquota do imposto de renda corporativa (**tc**), ela varia de acordo com o regime fiscal em que a empresa está registrada. Como explicado acima, **tc** é zero, uma vez que se baseia no regime de Lucro Presumido / 60 /.

Considerando os valores apresentados acima, temos o seguinte:

WACC = 50% x 8,97% + 50% x 16,05%  
WACC = 12,51%

Este benchmark não é específico para os participantes do projeto, uma vez que foi calculado com base em dados públicos considerando os riscos enfrentados por qualquer projeto de usinas eólicas no Brasil. Embora o modelo CAPM seja geralmente utilizado para calcular uma referência numa base de capital próprio, neste caso, é aceite para ser aplicado para um benchmark numa base de projeto, porque foi adaptado ao projeto utilizando beta re-alavancado para condição de regime de lucro presumida (Ou assumido), para que a taxa de imposto é zero em alavancagem. A RINA também comparou o benchmark demonstrado no DCP com um benchmark estimado pelo governo brasileiro no momento do lançamento do PROINFA. Para determinar o preço de energia subsidiado para os diferentes tipos de projetos renováveis, o Ministério de Minas e Energia estabeleceu 14,89% ao ano como o retorno econômico mínimo necessário para projetos de energia.

O RINA confirmou que as premissas tomadas e os valores considerados para o cálculo do benchmark são razoáveis.

**Parâmetros de entrada.** RINA validou os parâmetros em entrada usados na análise do investimento e os passos abaixo foram seguidos para avaliar a análise de investimento:

Avaliação do período entre o momento da decisão de investir e a data de início da atividade de projeto proposta. Todos os dados usados para análise do investimento estavam disponíveis no momento em que se decidiu investir. A data da decisão de investir e de início da atividade de projeto é 30/062004 de acordo com Contratos de Compra e Venda de Energia assinados com a ELETROBRÁS de acordo com PROINFA /21/. Todos os dados aplicados na planilha da decisão de investimento foram avaliados pela Rina e serão explicados na tabela abaixo.

Os parâmetros de entrada usados na análise financeira passaram por verificação cruzada e todas as fontes de dados usadas para verificação cruzada foram verificadas durante o processo de validação. O seguinte foi realizado:

Valor de entrada	Avaliação										
Investimento – CAPEX em R\$ <table border="1"> <tr> <td>Caçador</td> <td>70.301.587</td> </tr> <tr> <td>Cotiporã</td> <td>73.574.620</td> </tr> <tr> <td>Linha Emília</td> <td>12.526.630</td> </tr> <tr> <td>Piranhas</td> <td>31.301.460</td> </tr> <tr> <td>Ponte Alta</td> <td>29.299.653</td> </tr> </table>	Caçador	70.301.587	Cotiporã	73.574.620	Linha Emília	12.526.630	Piranhas	31.301.460	Ponte Alta	29.299.653	RINA comparou e verificou os parâmetros de entrada usados na análise financeira com os parâmetros declarados no Orçamento Padrão Eletrobrás (“OPE”) apresentado por cada pequena central hidrelétrica para participar do programa PROINFA /5/ e nos PPAs assinados /21/.
Caçador	70.301.587										
Cotiporã	73.574.620										
Linha Emília	12.526.630										
Piranhas	31.301.460										
Ponte Alta	29.299.653										
Capacidade Instalada em MW <table border="1"> <tr> <td>Caçador</td> <td>22,50</td> </tr> <tr> <td>Cotiporã</td> <td>19,50</td> </tr> <tr> <td>Linha Emília</td> <td>19,50</td> </tr> <tr> <td>Piranhas</td> <td>18,00</td> </tr> <tr> <td>Ponte Alta</td> <td>13,00</td> </tr> </table>	Caçador	22,50	Cotiporã	19,50	Linha Emília	19,50	Piranhas	18,00	Ponte Alta	13,00	RINA comparou e verificou os parâmetros de entrada usados na análise financeira com os parâmetros declarados no Orçamento Padrão Eletrobrás (“OPE”) apresentado por cada pequena central hidrelétrica para participar do programa PROINFA /5/ e nos PPAs assinados /21/.
Caçador	22,50										
Cotiporã	19,50										
Linha Emília	19,50										
Piranhas	18,00										
Ponte Alta	13,00										
Fator de Carga da Usina <table border="1"> <tr> <td>Caçador</td> <td>54,80%</td> </tr> <tr> <td>Cotiporã</td> <td>65,85%</td> </tr> <tr> <td>Linha Emília</td> <td>13,79%</td> </tr> <tr> <td>Piranhas</td> <td>60,50%</td> </tr> <tr> <td>Ponte Alta</td> <td>41,77%</td> </tr> </table>	Caçador	54,80%	Cotiporã	65,85%	Linha Emília	13,79%	Piranhas	60,50%	Ponte Alta	41,77%	RINA comparou e verificou os parâmetros de entrada usados na análise financeira com os parâmetros declarados no Orçamento Padrão Eletrobrás (“OPE”) apresentado por cada pequena central hidrelétrica para participar do programa PROINFA /5/ e nos PPAs assinados /21/.
Caçador	54,80%										
Cotiporã	65,85%										
Linha Emília	13,79%										
Piranhas	60,50%										
Ponte Alta	41,77%										

	<p>Saída de Energia em MWh/ano</p> <table border="1"> <tr> <td>Caçador</td> <td>108.011</td> </tr> <tr> <td>Cotiporã</td> <td>112.478</td> </tr> <tr> <td>Linha Emília</td> <td>23.564</td> </tr> <tr> <td>Piranhas</td> <td>95.396</td> </tr> <tr> <td>Ponte Alta</td> <td>47.567</td> </tr> </table>	Caçador	108.011	Cotiporã	112.478	Linha Emília	23.564	Piranhas	95.396	Ponte Alta	47.567	<p>Calculada com base em 8.760 horas por ano.</p>
	Caçador	108.011										
	Cotiporã	112.478										
	Linha Emília	23.564										
	Piranhas	95.396										
	Ponte Alta	47.567										
	<p>Preço da Energia: 76,92 R\$/MWh</p>	<p>Rina verificou a média dos resultados do 1º Leilão de Energia realizado pelo governo brasileiro em 2003 e o ajuste feito para refletir o início da operação esperado com base na meta de inflação brasileira /50/.</p>										
	<p>Custos Operacionais (R\$/ano):</p> <table border="1"> <tr> <td>Caçador</td> <td>3.515.079</td> </tr> <tr> <td>Cotiporã</td> <td>3.678.731</td> </tr> <tr> <td>Linha Emília</td> <td>626.332</td> </tr> <tr> <td>Piranhas</td> <td>1.565.073</td> </tr> <tr> <td>Ponte Alta</td> <td>1.464.983</td> </tr> </table>	Caçador	3.515.079	Cotiporã	3.678.731	Linha Emília	626.332	Piranhas	1.565.073	Ponte Alta	1.464.983	<p>Rina verificou os valores através de evidências da Eletrobrás/Ministério de Minas e Energia: “Diretrizes para estudos e projetos para pequenas centrais hidrelétricas” /33/.</p>
	Caçador	3.515.079										
	Cotiporã	3.678.731										
Linha Emília	626.332											
Piranhas	1.565.073											
Ponte Alta	1.464.983											
<p>Custo do Sistema de Conexão TUSD?TUSD (R\$/kW mês)</p> <table border="1"> <tr> <td>Caçador</td> <td>1,56</td> </tr> <tr> <td>Cotiporã</td> <td>2,39</td> </tr> <tr> <td>Linha Emília</td> <td>1,57</td> </tr> <tr> <td>Piranhas</td> <td>1,57</td> </tr> <tr> <td>Ponte Alta</td> <td>2,77</td> </tr> </table>	Caçador	1,56	Cotiporã	2,39	Linha Emília	1,57	Piranhas	1,57	Ponte Alta	2,77	<p>Rina verificou a taxa de conexão estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através de suas Resoluções e Portaria ANEEL nº. 1.005 de 24/12/2003 /42/.</p>	
Caçador	1,56											
Cotiporã	2,39											
Linha Emília	1,57											
Piranhas	1,57											
Ponte Alta	2,77											
<p>Taxa de Inspeção ANEEL (R\$/kW ano): 284,81 R\$/ano</p>	<p>Rina verificou a Taxa de Inspeção ANEEL de acordo com a Lei 9427/1996, Decreto 2410/1997 /42/.</p>											
<p>Vida útil do equipamento – 50 anos</p>	<p>Rina verificou o valor através de evidência do Orçamento Padrão Eletrobrás (“OPE”) apresentado por cada pequena central hidrelétrica para participar do programa PROINFA /5/.</p>											
<p>PIS – Contribuição Social – 0,65%</p>	<p>Rina verificou a Lei brasileira 10.637/2002 /43/.</p>											
<p>COFINS – Seguridade Social – 3,00%</p>	<p>Rina verificou a Lei brasileira 10.637/2002 /45/.</p>											
<p>Renda presumida para Imposto de Renda – 8,00%</p>	<p>Rina verificou o Decreto Nº. 3.000 datado de 26/03/1999 /44/.</p>											

Renda presumida para Taxa Social – 12,00%	Rina verificou a Lei Nº. 8.981 datado de 20/01/1995 /44/.
IR – Imposto de Renda – 25%	Rina verificou a Lei Nº. 8.541 datada de 23/12/1992/44/.
CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – 9%	Rina verificou a Lei Nº. 105 datado de 10/01/2001 /44/.

Com base nas informações verificadas, RINA conseguiu confirmar que os parâmetros de entrada usados na análise do investimento são razoáveis e representam adequadamente a situação econômica da atividade de projeto no momento em que se decidiu investir.

**Cálculo e conclusão.** Os cálculos da TIR foram fornecidos na planilha de análise financeira: “Eletrobras\_FCF\_” /4/. Os cálculos foram verificados e considerados corretos pela RINA, e as suposições usadas no cálculo também foram consideradas corretas. O VPL de projeto dos projetos sem MDL estava negativo no momento da decisão de investir, como apresentado na tabela abaixo, o que demonstra que a atividade de projeto não é financeiramente atraente ao investidor, o que confirma que a atividade de projeto proposta na ausência de benefícios do MDL e comparada com o referencial de 13,91% não é financeiramente atraente.

Projeto	NPV
Caçador	-37.274.562
Cotiporã	-71.467.039
Linha Emília	-38.144.786
Piranhas	-27.204.622
Ponte Alta	-36.960.172

#### Análise de sensibilidade

Uma análise de sensibilidade foi realizada para os parâmetros contribuindo com mais de 20% de rendimentos e custos, para demonstrar a robustez da análise financeira. Variações razoáveis do Investimento, potência líquida, preço da energia e custos O&M foram considerados variando os parâmetros em +/- 10%. O resultado da análise de sensibilidade é apresentado na tabela abaixo:

Análise de sensibilidade dos projetos Caçador, Cotiporã, Linha Emília, Piranhas e Ponte Alta

Cenário	Caçador	Coitiporã	Linha Emília	Piranhas	Ponte Alta
Original	-37.274.562	-71.467.039	-38.144.786	-27.204.622	-36.960.172
Aumento no preço da energia	-32.844.402	-66.853.636	-37.178.270	-23.291.853	-35.009.176
Aumento no fator de carga (PLF)/energia assegurada da usina de projeto	-32.844.402	-66.853.636	-37.178.270	-23.291.853	-35.009.176
Redução de custos operacionais	-29.363.888	-63.188.068	-36.735.229	-23.682.430	-33.663.233
Redução do investimento no projeto	-35.264.978	-69.363.895	-37.786.710	-26.309.864	-36.122.636

A análise de sensibilidade acima mostra que mesmo quando os parâmetros mudam

em favor do projeto, o VPL de pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta sem registro como MDL é negativo. Concluindo, a análise de investimento e avaliação de sensibilidade demonstraram que o projeto proposto não é financeiramente atraente.

**Análise de barreira.** Adicionalidade só foi demonstrada através de análise de investimento.

**Análise de prática comum.** De acordo com a "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade", versão 7.0.0, a análise de prática comum é realizada em projetos similares considerados como estando na mesma região, em escala similar e que acontecem em ambiente parecido com relação ao quadro regulamento, clima de investimento, acesso à tecnologia, acesso a financiamento, etc.

Para análise de prática comum, o PP comparou outras atividades operacionais e similares à atividade de projeto proposta, incluindo análise de PCHs localizadas nos mesmos estados da atividade de projeto proposta, isto é, Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Goiás (área geográfica), a região foi escolhida com base nas diferentes condições climáticas destas regiões do Brasil, no quadro regulatório ambiental específico, a subdivisão do preço da energia por mercados e valores diferentes de TUSD/TUST e é adequada.

Como geração de energia é baseada em energia renovável, a atividade de projeto proposta aplica a opção (b) das "Diretrizes de prática comum" relacionadas à Medida: "Troca de tecnologia com ou sem mudança de fonte de energia incluindo melhoria da eficiência energética além do uso de energias renováveis".

O resultado produzido pela atividade de projeto proposta é energia renovável gerada por usinas hidrelétricas conectadas a rede. De acordo com o regulamento brasileiro, usinas hidrelétricas de pequena escala são definidas como usinas com capacidades instaladas entre 1MW e 30MW e áreas de reservatório de não mais de 3km<sup>2</sup> (Resolução ANEEL nº. 652/2003). Pequenas centrais hidrelétricas têm regulamentos específicos com relação a legislação/regulamento ambiental e de eletricidade, incluindo impostos. Como a atividade de projeto está inserida no contexto da legislação brasileira, é razoável comparar a atividade de projeto proposta com outras pequenas centrais hidrelétricas de acordo com a definição do País Anfitrião de usinas de pequena escala (e não de acordo com a definição de MDL-EB de pequena escala). Considerando que nenhuma usina hidrelétrica de grande escala de acordo com a definição da ANEEL foi considerada na análise de prática comum.

Portanto, a tecnologia que fornece o mesmo resultado da atividade de projeto proposta no contexto da medição e área geográfica aplicável é geração de eletricidade por pequenas centrais hidrelétricas conectadas à rede. Considerou-se que usinas hidrelétricas de grande escala tinham tecnologia diferente da atividade de projeto proposta.

**Passo 1: calcular a capacidade aplicável ou faixa de saída como +/- 50% da capacidade de projeto total ou resultado da atividade de projeto proposta.** A atividade de projeto proposta inclui cinco (5) pequenas centrais hidrelétricas resultando em 92,50 MW de capacidade instalada. Isto resultaria em uma faixa de 46,25 MW e 138,75 MW. Entretanto, apesar das "Diretrizes para prática comum" que afirmam claramente que o passo 1 deve ser aplicado para a "atividade de projeto", PPs analisaram a capacidade instalada de pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta para uma abordagem conservadora. Portanto uma faixa de 6,50 MW e 33,75 MW foi considerada.

**PASSO 2: Identificar projetos similares (tanto MDL quanto não MDL).** O participante do projeto considerou projetos de energia renovável conectados à rede localizados nos estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Goiás. Como a "data de início" da atividade de projeto é 30/06/2004, quando PPA's PROINFA foram assinados, somente projetos com início de operação comercial antes de 30/06/2004 foram considerados para fins de análise de prática comum. Um total de 8 usinas, incluindo projetos MDL e não MDL foi identificado. A quantidade de usinas foi verificada através do banco de dados da ANEEL /41/.

	<p><b>PASSO 3: dos projetos identificados no Passo 2, identifique aqueles que não são atividades de projeto MDL, atividades de projeto apresentadas para registro, nem atividades de projeto passando por validação. Anote seu número N<sub>all</sub>.</b> Conforme verificado no website da UNFCCC, 03 projetos foram excluídos da lista de projetos identificados no Passo 2 acima, portanto N<sub>all</sub> = 05.</p> <p><b>Passo 4: dos projetos similares identificados no Passo 3, identifique aqueles que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposta. Anote seu número N<sub>diff</sub>.</b> Conforme verificado no website da ANEEL, 5 pequenas centrais hidrelétricas que podem ser consideradas similares ao projeto proposto foram identificadas. Portanto, N<sub>diff</sub> = 05</p> <p><b>Passo 5: Calcular o fator <math>F=1-N_{diff}/N_{all}</math> representando a parte de projetos similares (taxa de penetração da medida/tecnologia) usando uma medida/tecnologia similar àquela usada na atividade de projeto proposta que forneça o mesmo resultado ou capacidade da atividade de projeto proposta</b></p> <p><math>N_{all} - N_{diff} = 0 &lt; 3</math> e  <math>F = 1 - N_{diff}/N_{all} = 0,0 &lt; 0,2</math></p> <p>Resultado: A atividade de projeto proposta seria prática comum dentro do setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior do que 0,2 e N<sub>all</sub> – N<sub>diff</sub> é maior que 3. Conforme demonstrado acima, a atividade de projeto não é prática comum na área geográfica aplicável.</p>
<b>Descobertas</b>	<p>CAR06 e CAR 10: A versão mais recente da ferramenta de adicionalidade não estava sendo usada na versão 1 do DCP.</p> <p>CAR 9: O DCP versão 1 seção B.5 menciona o Decreto N°. 5025 de 30/03/2004 que declara que o PROINFA também pretende reduzir emissões de GEE de acordo com os termos do Protocolo de Kyoto e com a UNFCCC. O DCP não explicou de forma transparente ou forneceu evidência de que os benefícios de MDL foram um fator decisivo na <u>decisão de continuar com a atividade de projeto</u> conforme exigido pela VVS parágrafo 108 (a).</p> <p>CAR 11: As datas da decisão de investir de cada usina não são fornecidas pelo PP</p> <p>CAR 12: O argumento de prática comum apresentado no DCP versão 1 seção B.5 não segue as Diretrizes de Prática Comum versão 02.0</p> <p>CAR 26: O preço da energia considerado para análise de investimento não considera a inflação como declarado.</p> <p>CL 5: Não é claro como os contratos (PPA) considerados como data de início do projeto cumprem com a definição de data de início do projeto fornecida pelo Glossário de Termos de MDL</p> <p>CL 8: Evidências ano de início de operação de PCHs relatado na tabela 5, seção B.5 do DCP não foram fornecidas.</p> <p>RINA confirma que CAR e CLs foram encerradas (consulte o apêndice 4 deste relatório), e que todos os dados, justificativas, suposições, justificativas e documentação fornecidos pelos participantes do projeto para apoiar a demonstração de adicionalidade foram atualizados e são verdadeiros e confiáveis na versão mais recente do DCP /1/.</p>
<b>Conclusão</b>	<p>Avaliando as evidências apresentadas e fazendo verificação cruzada das informações incluídas, RINA considera os motivos para demonstração de adicionalidade do projeto proposto é verdadeiro e razoável, isto é, o projeto proposto tem a capacidade de reduzir emissões antropogênicas de gases estufa por fontes abaixo das que ocorreriam na ausência da atividade de projeto do MDL registrada.</p>

#### D.8.7. Reduções de emissões

<b>Meios de validação</b>	<p>As fórmulas e fatores usados nos cálculos de emissões do projeto estão de acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 – “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” versão 17.0 /9/. De acordo com a metodologia aplicada, reduções de emissão são calculadas como segue:</p>
---------------------------	---

$ER_y = BE_y - PE_y$ , onde:

$ER_y$  – reduções de emissões;  
 $BE_y$  – emissões de linha de base;  
 $PE_y$  – emissões de projeto

Como no caso do projeto proposto nem as emissões de projeto nem vazamento foram considerados para a atividade de projeto:  $PE_y = 0$ , logo,  $ER_y = BE_y$ ,

Todas as estimativas de emissões de linha de base podem ser replicadas usando dados e valores de parâmetro fornecidos no DCP e arquivos de apoio apresentados para registro e as fontes de dados mencionadas foram verificadas por RINA.

**Emissões de linha de base.** Cálculos de linha de base estão de acordo com ACM0002 – “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” versão 17.0 /9/, que afirma que, em caso de novas usinas hidrelétricas, a eletricidade gerada e fornecida pela atividade de projeto à rede seria gerada pela operação de usinas conectadas a rede e adição de novas fontes de geração, conforme refletido em cálculos de margem combinada (CM). Portanto, emissões de linha de base consideram emissões de CO<sub>2</sub> de geração de eletricidade em usinas alimentadas por combustíveis fósseis que foram deslocadas devido à atividade de projeto, calculados através das seguintes equações, adequadamente aplicadas por participantes do projeto:

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

- $BE_y$  – Emissões de linha de base no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/ano);
- $EG_{PJ,y}$  – Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano  $y$  (MWh/ano)
- $EF_{grid, CM,y}$  – Margem combinada do fator de emissão de CO<sub>2</sub> para geração de eletricidade conectada a rede no ano  $y$

**Cálculo ex-ante de reduções de emissão.** O valor do fator de emissão da rede de margem combinada foi calculado com base no fator de emissão da margem construída ( $EF_{grid, BM,y}$ ) de 0,2963 tCO<sub>2</sub>/MWh e média de valores mensais do fator de emissão de margem de operação ( $EF_{grid, OM-DD,y}$ ) de 0,5836 tCO<sub>2</sub>/MWh, Considerando os pesos aplicados de 0,5 o fator de emissão em rede combinado resulta em  $EF_{grid, CM,y} = 0,4400$  tCO<sub>2</sub>/MWh.

Valores de margem de construção e fator de emissão de margem de operação são fornecidos pela AND brasileira /56/, considerando um único sistema elétrico (“Sistema Interconectado Nacional” – SIN) para calcular o fator de emissão de CO<sub>2</sub> e calculado de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” /14/ aplicando dados referentes a 2014.

**Cálculo ex-post de reduções de emissão.** O fator de emissão de margem combinada ( $EF_{grid, CM,y}$ ) será calculado ex-post usando fatores de emissão de CO<sub>2</sub> para a margem de construção e margem de operação fornecidos pela AND brasileira /14/. Fatores de emissão de CO<sub>2</sub> para a margem de construção e a margem de operação para geração de eletricidade no Sistema Interconectado Nacional (SIN) são calculados de acordo com a análise do despachante, a partir de registros de geração de usinas despachado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

**Emissões de projeto.** No caso do projeto proposto, emissões de projeto, de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 – “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” versão 17.0 /9/, são relacionadas a emissões de reservatórios de água de usinas hidrelétricas ( $PE_{HP,y}$ ) e são calculadas de acordo com a seguinte equação:

$PE_{HP,y} = EF_{Res} * TEG_y / 1000$ , onde:

- $PE_{HP,y}$  – Emissões de projeto de reservatórios de água ( $tCO_2e/ano$ );
- $EF_{Res}$  – Fator de emissão padrão para emissões de reservatórios de usinas hidrelétricas no ano y ( $kgCO_2e/MWh$ );

- $TEG_y$  - Total de eletricidade produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida a rede e a eletricidade fornecida a cargas internas no ano y (MWh)

Conforme definido pela metodologia de linha de base aplicada ACM002 versão 17.0 /9/, se a densidade de potência for maior que  $10 W/m^2$ , as emissões de projeto são presumidas como zero. A densidade de potência (PD) é calculada de acordo com a seguinte equação:

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

- PD – Densidade de potência da atividade de projeto ( $W/m^2$ );
- $Cap_{PJ}$  – Capacidade instalada da usina hidrelétrica após implementação da atividade de projeto (W);
- $Cap_{BL}$  – Capacidade instalada da usina hidrelétrica após implementação da atividade de projeto (W). Para usinas hidrelétricas novas este valor é zero;
- $A_{PJ}$  – Área do reservatório medida na superfície da água, após implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio ( $m^2$ );
- $A_{BL}$  – Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio ( $m^2$ ). Para reservatórios novos este valor é zero.

Para determinar se há emissões de projeto envolvidas na atividade de projeto proposta, as densidades de potência de pequenas usinas hidrelétricas foram calculadas como segue:

Projeto	Cap <sub>PJ</sub> (MW)	A <sub>PJ</sub> (km <sup>2</sup> )	PD (W/m <sup>2</sup> )
Caçador	22,50	0,06	387,93
Cotiporã	19,50	0,465	41,94
Linha Emília	19,50	0,93	20,97
Piranhas	18,00	0,8	22,50
Ponte Alta	13,00	0,49	26,53

Como as densidades de potência de pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto são maiores do que  $10 W/m^2$ , não há emissões de projeto envolvidas na atividade de projeto proposta.

### Vazamento

De acordo com ACM0002: “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” /9/ nenhuma emissão de vazamento foi considerada.

### Descobertas

CAR 13: O DCP versão 1 não descreve os métodos usados pela AND brasileira para calcular o fator de emissão daquela mesma seção. Adicionalmente, não há registro nas seções B.6.1 e B.6.3 sobre se BM e OM foram calculados ex-post ou ex-ante de acordo com as Diretrizes.

CAR 14: Planilhas RCEs versão 1 apresentadas pelo PP à equipe de validação não contem as fórmulas usadas e o DCP não especifica o ano dos dados usados pela AND brasileira para o fator de emissão

CAR 15: Nem a seção B.6.1 nem a B.6.3 do DCP justificam os valores adotados para  $Cap_{BL}$  ou  $A_{BL}$ . Adicionalmente as planilhas ERs não apresentam as fórmulas usadas no cálculo de PE. Todas as fórmulas em cálculos ERs devem ser abertos para validação

CAR 27: Na seção A.1 do DCP afirma-se que espera-se que a atividade de projeto reduza 175.885  $tCO_2e/ano$ , resultando em 1.758.846  $tCO_2e$  durante o período de créditos, entretanto na primeira página do DCP afirma-se que a quantidade estimada para a redução de emissões de GEE média anual é de 215.363  $tCO_2e$ .

	<p>CL01: Uma resolução publicada pela ANEEL /8/ afirma que a energia assegurada para a PCH Caçador é 13,53MW em média, entretanto, o Despacho N° 2.755 de 29/08/2007 /13/ afirma que o projeto básico para a PCH Caçador foi revisado para aumentar sua capacidade instalada dos 15MW iniciais vistos na Resolução N° 670 de 26/12/2001 /15/ para 22,5MW.</p> <p>CL 7: O PP não forneceu evidências de que a área dos reservatórios para Piranhas e Ponte Alta foi medida na superfície dos reservatórios com capacidade total, conforme solicitado por ACM0002.</p> <p>Encerradas:</p> <p>CAR 13; O DCP versão 3 /1/ descreve claramente os métodos usados pela AND brasileira para calcular o fator de emissão.</p> <p>CAR 14; As planilhas RCEs versão 3 apresentadas contém as fórmulas usadas e o DCP especifica o ano de 2014 como dados usados pela AND brasileira para o fator de emissão.</p> <p>CAR 15; Valores usados para <math>Cap_{BL}</math> ou <math>A_{BL}</math> nas seções B.6.1 e B.6.3 do DCP versão 3 são justificados e considerados razoáveis.</p> <p>CAR 27: O DCP versão 3 corrigiu a quantidade estimada de reduções de emissão média anual de GEE como 215.363 tCO<sub>2</sub>e.</p> <p>CL01: O PP apresentou e-mail oficial datado de 19 de fevereiro de 2016 da ANEEL declarando a energia assegurada para Cotiporã e Caçador.</p>
<b>Conclusão</b>	<p>Na opinião da RINA equações e parâmetros aplicados no DCP e na planilha RCEs estimados para calcular emissões de projeto, emissões de linha de base, vazamento e reduções de emissão cumprem com os requisitos da metodologia aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" /9/ e ferramentas aplicáveis.</p>

#### D.8.8. Plano de monitoramento

<b>Meios de validação</b>	<p>A metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" versão 17.0 /9/ foi aplicada.</p> <p>RINA verificou todos os parâmetros apresentados no plano de monitoramento em comparação com os requisitos da metodologia, nenhum desvio da atividade de projeto relevante foi encontrado no plano.</p> <p><b>Parâmetros determinados ex-ante.</b> Os parâmetros ex-ante mencionados na metodologia estão inclusos no DCP e são fornecidos em conformidade com a mesma:</p> <table border="1" data-bbox="451 1355 1439 2042"> <thead> <tr> <th></th> <th>Dados/parâmetro</th> <th>Unidade</th> <th>Valor aplicado</th> <th>Avaliação</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td><math>EF_{Res}</math></td> <td>kgCO<sub>2</sub>e/MWh</td> <td>90</td> <td>Fator de emissão padrão de reservatórios de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 17.0.0 /9/.</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td><math>Cap_{BL}</math></td> <td>W</td> <td>0</td> <td>De acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 17.0 /9/, <math>Cap_{BL}</math> para usinas hidrelétricas novas é considerado 0, que é o caso desta atividade de projeto, conforme verificado</td> </tr> </tbody> </table>		Dados/parâmetro	Unidade	Valor aplicado	Avaliação	1	$EF_{Res}$	kgCO <sub>2</sub> e/MWh	90	Fator de emissão padrão de reservatórios de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 17.0.0 /9/.	2	$Cap_{BL}$	W	0	De acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 17.0 /9/, $Cap_{BL}$ para usinas hidrelétricas novas é considerado 0, que é o caso desta atividade de projeto, conforme verificado
	Dados/parâmetro	Unidade	Valor aplicado	Avaliação												
1	$EF_{Res}$	kgCO <sub>2</sub> e/MWh	90	Fator de emissão padrão de reservatórios de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 17.0.0 /9/.												
2	$Cap_{BL}$	W	0	De acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 17.0 /9/, $Cap_{BL}$ para usinas hidrelétricas novas é considerado 0, que é o caso desta atividade de projeto, conforme verificado												

				durante visita ao local e verificado através de meio ambiente /6/
3	$A_{BL}$	$m^2$	0	De acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 17.0 /9/, ABL para usinas hidrelétricas novas é considerado 0, que é o caso desta atividade de projeto, conforme verificado durante visita ao local e verificado através de licenças ambientais /23//24//25/.

### Parâmetros monitorados ex-post

Parâmetros ex-post mencionados na metodologia estão inclusos no DCP e são fornecidos em conformidade com a metodologia e serão monitorados durante o período de créditos:

	Parâmetro	Descrição/Avaliação										
1	$EG_{facility,y}$ – Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pela planta / unidade do projeto à rede no ano y	Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecida pela atividade de projeto proposta à rede no ano y. Este valor é calculado com base na energia assegurada de cada PCH, fornecida pela ANEEL /20/, que multiplicada por 8.760 horas/ano, resultou nas seguintes quantidades de geração de eletricidade por cada PCH por ano. A quantidade de eletricidade fornecida à rede passará por verificação cruzada com registros de eletricidade vendida. A quantidade de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto será medida por medidores de eletricidade que sigam Procedimentos de Rede ONS com classe de precisão 0,2 /58/.										
		<table border="1"> <tr> <td><b>Caçador</b></td> <td>108.011</td> </tr> <tr> <td><b>Cotiporã</b></td> <td>112.478</td> </tr> <tr> <td><b>Linha Emília</b></td> <td>23.564</td> </tr> <tr> <td><b>Piranhas</b></td> <td>95.396</td> </tr> <tr> <td><b>Ponte Alta</b></td> <td>47.567</td> </tr> </table>	<b>Caçador</b>	108.011	<b>Cotiporã</b>	112.478	<b>Linha Emília</b>	23.564	<b>Piranhas</b>	95.396	<b>Ponte Alta</b>	47.567
<b>Caçador</b>	108.011											
<b>Cotiporã</b>	112.478											
<b>Linha Emília</b>	23.564											
<b>Piranhas</b>	95.396											
<b>Ponte Alta</b>	47.567											
2	$EF_{grid,CM,y}$ – Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> de margem combinada para geração de eletricidade conectada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade", de 0,4400 tCO <sub>2</sub> /MWh. Calculado com base nos valores mais recentes do fator de emissão da rede brasileira disponibilizados ao público no website da AND brasileira /56/.										
5	$Cap_{PJ}$ – Capacidade	Baseado em placas de identificação de										

	<p>instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto.</p>	<p>equipamentos de geração elétrica. Será monitorado com base em documentos da ANEEL.</p> <table border="1" data-bbox="821 212 1428 421"> <thead> <tr> <th>Projeto</th> <th>Cap<sub>PJ</sub> (W)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Caçador</td> <td>22.500.000</td> </tr> <tr> <td>Cotiporã</td> <td>19.500.000</td> </tr> <tr> <td>Linha Emília</td> <td>19.500.000</td> </tr> <tr> <td>Piranhas</td> <td>18.000.000</td> </tr> <tr> <td>Ponte Alta</td> <td>13.000.000</td> </tr> </tbody> </table>	Projeto	Cap <sub>PJ</sub> (W)	Caçador	22.500.000	Cotiporã	19.500.000	Linha Emília	19.500.000	Piranhas	18.000.000	Ponte Alta	13.000.000
Projeto	Cap <sub>PJ</sub> (W)													
Caçador	22.500.000													
Cotiporã	19.500.000													
Linha Emília	19.500.000													
Piranhas	18.000.000													
Ponte Alta	13.000.000													
6	<p>APJ- Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medidos na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.</p>	<p>Área do reservatório medida na superfície da água, após implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m<sub>2</sub>), com base em licenças ambientais /48/-/52/. A área do reservatório será monitorada através de dados topográficos no local da atividade de projeto (feita uma vez no momento do projeto) e o nível do reservatório será monitorado anualmente pelo patrocinador do projeto.</p> <table border="1" data-bbox="821 705 1428 913"> <thead> <tr> <th>Projeto</th> <th>A<sub>PJ</sub> (m<sup>2</sup>)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Caçador</td> <td>58.000</td> </tr> <tr> <td>Cotiporã</td> <td>465.000</td> </tr> <tr> <td>Linha Emília</td> <td>930.000</td> </tr> <tr> <td>Piranhas</td> <td>800.000</td> </tr> <tr> <td>Ponte Alta</td> <td>490.000</td> </tr> </tbody> </table>	Projeto	A <sub>PJ</sub> (m <sup>2</sup> )	Caçador	58.000	Cotiporã	465.000	Linha Emília	930.000	Piranhas	800.000	Ponte Alta	490.000
Projeto	A <sub>PJ</sub> (m <sup>2</sup> )													
Caçador	58.000													
Cotiporã	465.000													
Linha Emília	930.000													
Piranhas	800.000													
Ponte Alta	490.000													

### Sistema de gestão e garantia de qualidade

A quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede será medida a cada hora e registrada e verificada mensalmente através dos medidores de eletricidade (um principal e um de reserva) instalado em cada PCH. Medidores devem estar em conformidade com as normas nacionais apresentadas pelo módulo ONS 12.2 (que pode ser visto no link: [http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo\\_12.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx)) /57/, e regulamentos da indústria para garantir precisão.

Calibração de medidores será realizada por uma organização qualificada que deve estar em conformidade com normas nacionais e regulamentos da indústria /57/ para garantir precisão do sistema. A frequência de calibração segue o Procedimento 12.3 de ONS. De acordo com procedimentos ONS, calibração dos medidores deve ocorrer a cada dois anos de acordo com os requisitos da diretriz SSC.

Após calibração, medidores devem ser vedados para segurança e certificados de calibração devem ser registrados com outros registros de monitoramento. A classe de precisão de equipamentos que serão usados na atividade de projeto está de acordo com as normas nacionais (NBR 14519 da Associação Brasileira de Normas Técnicas). Pode ser visualizada no Procedimento 12.2 de NOS /57/.

Medidores de eletricidade localizados na subestação medem a quantidade líquida de eletricidade gerada pela atividade de projeto, isto é, eletricidade enviada à rede. Estes dados são usados para cálculo de reduções de emissão. Eletricidade enviada a rede pode passar por verificação cruzada usando o recibo (registros de eletricidade vendida) ou/e controle interno. Calibração de medidores localizados no "ponto de conexão" da rede deve ser feita a cada 2 anos conforme exigido pelos Procedimentos de Rede ONS /57/.

Além de medições de eletricidade feitas por donos do projeto, toda energia gerada por pequenas centrais hidrelétricas também é monitorada online por medidores CCEE, também de acordo com procedimentos de rede brasileiros /57/. O sistema de medição de CCEE tem um sistema de comunicação com uma função de envio de dados de eletricidade enviada a rede a CCEE. CCEE é responsável por leituras mensais e manter registros da energia enviada.

<b>Descobertas</b>	<p>CAR 16: Seção B.6.2. do DCP versão 1 não reflete parâmetros ex-ante usados pelos PPs para cálculos de RCEs de acordo com a metodologia aplicada.</p> <p>CAR 17: O plano de monitoramento descrito no DCP versão 1 não cumpre com os requisitos de ACM0002 nem com as “Diretrizes para Documento de Projeto (MDL-DCP)” versão 01.0</p> <p>CAR 18: Seções B.7.2 e B.7.3. não foram preenchidas de acordo com os requisitos das Diretrizes para preenchimento do formulário de projeto</p> <p>CAR 19: O DCP versão 1 não é transparente ao indicar responsabilidades e arranjos institucionais para coleta, registro, arquivamento e relatório de dados conforme exigido pelas “Diretrizes de Documento de Projeto (MDL-DCP)” versão 01.0. e ACM0002</p> <p>Para encerrar CAR 16, 17, 18 e 19: O DCP versão 3 /1/ foi revisado de acordo com a metodologia e as “Diretrizes para preencher o Formulário de Documento de Projeto”.</p>
<b>Conclusão</b>	<p>O plano de monitoramento está de acordo com a metodologia de monitoramento; o plano de monitoramento dará oportunidade para medição real das reduções de emissão obtidas.</p> <p>RINA confirma que arranjos de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro do projeto e os meios de implementação do plano são suficientes para garantir que reduções de emissões atingidas pela/resultantes da atividade de projeto do MDL possam ser relatadas ex post e verificadas.</p>

#### D.9. Duração e período de créditos

<b>Meios de validação</b>	Conforme publicado no DCP (versão 1) um período de crédito fixo de 10 anos 0 meses foi escolhido, começando em 01/01/2017 ou na data de registro do MDL, que acontece mais tarde.
<b>Descobertas</b>	CAR 21: A data de início do período de crédito definida no DCP versão 1 (01/01/2013) não está de acordo com a linha de tempo de validação. A data de início do período de crédito foi revisada para 01/01/2017 ou data de registro do MDL, Que acontece mais tarde. CAR 21 foi encerrada.
<b>Conclusão</b>	<p>O plano de monitoramento está de acordo com a metodologia de monitoramento; o plano de monitoramento dará oportunidade para medição real das reduções de emissão obtidas.</p> <p>RINA confirma que arranjos de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro do projeto e os meios de implementação do plano de monitoramento são suficientes para garantir que reduções de emissões atingidas pela/resultantes da atividade de projeto do MDL possam ser relatadas ex post e verificadas.</p>

#### D.10. Impactos ambientais

<b>Meios de validação</b>	<p>De acordo com a lei ambiental brasileira para usinas de mais de 10 MW uma Avaliação de Impacto Ambiental (EIA) e o respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) são exigidos para concessão da Licença Preliminar e posteriormente a Licença de Instalação e a Licença de Operação. No caso da atividade de projeto, estudos ambientais foram realizados para emissão de licenças, conforme exigido pelas agência ambientais.</p> <p>Todas as cinco pequenas centrais hidrelétricas têm suas Licenças de Instalação e Licenças de Operação, que foram emitidas pelas Agências Ambientais Estaduais (IEMA, SEMAC, IBAMA, Agência Ambiental de Goiás, SEMARH) /23//24//25/.</p>
<b>Descobertas</b>	<p>CAR 22: O PP não forneceu a documentação referente à EIA realizada para que a equipe de auditoria pudesse verificar se foi suficientemente descrita no DCP CAR 23: O PP não forneceu as licenças de operação mais recentes ou o protocolo de renovação de licenças de operação para Caçador, Piranhas e Ponte Alta.</p> <p>Para encerrar CAR 22 e CAR 23: Os estudos ambientais foram fornecidos e RINA verificou que estão de acordo com a descrição do DCP. Adicionalmente, as licenças operacionais mais recentes e o protocolo de renovação de licenças operacional foram fornecidos pelo PP.</p>
<b>Conclusão</b>	RINA verificou que aspectos ambientais da atividade de projeto foram analisados pela agência ambiental durante emissão das licenças /23//24//25/.

#### D.11. Consulta a parte interessada local

<b>Meios de</b>	Cartas convite foram enviadas a algumas partes interessadas em agosto de 2011 e
-----------------	---

validação	setembro de 2011									
	PCH	Localização	Prefeitura	Câmara dos Vereadores	Órgãos ambientais municipais	Órgãos ambientais do Estado	Governo do Estado	Assembleia Legislativa	Sindicatos	Associações
	Caçador	Serafina Corrêas e Nova Bassano (RS)	x	x	x	x			x	x
	Cotiporã	Dois Lajeados e Cotiporã (RS)	x	x	x	x			x	x
	Linha Emilia	Dois Lajeados e Fagundes Varela(RS)	x	x	x	x			x	x
	Piranhas	Piranhas (GO)	x	x	x	x			x	x
	Ponte Alta	São Gabriel d'Oeste (MS)	x	x	x	x			x	x
Descobertas	<p>CAR 24: O PP apresentou alguns ARs da consulta a parte interessada local já realizada, mas não foi apresentado de forma clara se a equipe de auditoria poderia rastrear ARs até as cartas enviadas.</p> <p>Concluindo CAR 24, PP revisou a versão mais recente do DCP para incluir todas as ações tomadas para consulta da parte interessada local de acordo com requisitos da CIMGC. Os ARs (Recibos de Reconhecimento) e a carta foram fornecidos.</p>									
Conclusão	RINA pode confirmar que o processo é adequado e confiável para consulta a parte interessada local e está em conformidade com os requisitos brasileiros em vigor para tal consulta.									

### SECTION E. Controle de qualidade interno

Todas as revisões do relatório de validação antes de apresentação ao UNFCCC para solicitação de registro passaram por revisão técnica interna independente para confirmar que todas as atividades de validação foram concluídas de acordo com as instruções da RINA pertinentes.

A revisão técnica foi realizada por um revisor técnico qualificado de acordo com o esquema de qualificação da RINA para validação e verificação do MDL.

### SECTION F. Laudo de validação

RINA Services Spa (RINA), realizou validação da atividade de projeto “Empreendimentos nas Pequenas Centrais Hidrelétricas Caçador, Cotiporã, Linha Emilia, Piranhas e Ponte Alta”, chamadas de grupo (“agrupamento”) no Brasil, com relação aos requisitos relevantes para atividades do MDL.

Revisão do documento de projeto e entrevistas de acompanhamento posteriores forneceram evidência suficiente à RINA para determinar cumprimento dos critérios definidos.

O anfitrião é o Brasil. Antes da apresentação do Documento de Projeto e do Relatório de Validação à Diretoria Executiva do MDL, o Projeto precisará receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo confirmação de que o Projeto ajuda o país a atingir desenvolvimento sustentável.

O projeto aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002: “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 17.0 de 13/05/2016) /9/.

Ao gerar energia renovável de usinas hidrelétricas o projeto resulta em redução de emissões de CO<sub>2</sub> reais, que podem ser medidas e fornecem benefícios de longo prazo para mitigação da mudança climática. Foi demonstrado que o projeto não é um cenário de linha de base provável. Portanto, reduções de emissões que podem ser atribuídas ao projeto são além de qualquer uma que ocorreria na ausência da atividade de projeto.

O total de reduções de emissões dos “Empreendimentos nas Pequenas Centrais Hidrelétricas Caçador, Cotiporã, Linha Emília, Piranhas e Ponte Alta”, chamadas de grupo (“agrupamento”) é estimado em 2.153.635 tCO<sub>2</sub>e em média por ano durante o período de créditos fixo de 10 anos. A previsão de redução de emissões foi verificada e considera-se provável que a quantidade declarada seja atingida, desde que as suposições de base não mudem.

O plano de monitoramento prevê monitoramento das reduções de emissões do projeto. Arranjos de monitoramento descritos no plano são viáveis dentro do projeto e a opinião da RINA é que participantes do projeto são capazes de implementar o plano de monitoramento.

Concluindo, a opinião da RINA é que a atividade de projeto “Empreendimentos nas Pequenas Centrais Hidrelétricas Caçador, Cotiporã, Linha Emília, Piranhas e Ponte Alta”, chamadas de grupo (“agrupamento”), no Brasil, conforme descrito no DCP Versão 3.5 de 19/12/2016, cumpre com todos os requisitos UNFCCC relevantes para o MDL e todos os critérios relevantes da Parte anfitriã e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002: “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” versão 17.0 de 13/05/2016 /9/.

## Appendix 1. Abreviações

Abreviações	Texto completo
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BE	Emissões de Linha de Base
CAR	Solicitação de Ação Corretiva
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MDL M&P	Modalidades e Procedimentos do MDL
MDL-PCP	Procedimento de Ciclo de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MDL-PS	Norma de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MDL-VVS	Norma de Verificação e Validação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
RCE(s)	Redução Certificada de Emissões
CH <sub>4</sub>	Metano
CL	Solicitação de Esclarecimento
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CO <sub>2</sub> e	Equivalência em dióxido de carbono
CRT	Equipe de Coordenação e Controle Técnico
DCI	Divisão de Certificação de RINA Services Spa
AND	Autoridade Nacional Designada
EOD	Entidade Operacional Designada
EB	Diretoria Executiva
EIA	Avaliação de Impacto Ambiental
ER	Reduções de Emissões
FAR	Solicitação de Ação Futura
GEE(s)	Gases de efeito estufa
GWP	Potencial de Aquecimento Global
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
LoA	Carta de Aprovação
MoV	Meios de Verificação
MOC	Declaração de Modalidades de Comunicação
MP	Plano de Monitoramento
MR	Relatório de Monitoramento
ONG	Organização Não Governamental
ODA	Assistência ao Desenvolvimento Oficial
DCP	Documento de Concepção de Projeto
PE	Emissão de Projeto
PP(s)	Participante (s) do Projeto
Ref.	Referência de Documento
RINA	RINA Services Spa
SS(s)	Escopo Setorial
TA(s)	Área (s) Técnica (s)
SSC	Pequena Escala
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima





RINA

**CERTIFICATO DI QUALIFICA**  
**QUALIFICATION CERTIFICATE**

Si attesta che il sig./sig.ra:  
We declare that Mr/Ms/Ms:

Lilian Cristine Poll Herrmann

è qualificato come:  
is qualified as:

CDM (TEC, VAL, VER, -TL, FIN-EXP)  
VCS, GS (TEC, VAL, VER, TL, FIN-EXP)  
J1,SCS (TEC, FIN-EXP)

per le seguenti aree tecniche:  
for the following technical areas:

13.1, 13.2, 13.2

AREE TECNICHE TECHNICAL AREAS	DESCRIZIONE DELL'AREA TECNICA TECHNICAL AREA DESCRIPTION	SCOPO SETTORIALE SECTORAL SCOPE
13.1	Waste Handling and Disposal	13
13.2	Animal waste management	13
13.2	Animal waste management	13

in accordo alle istruzioni della Divisione Certificazione  
in accordance with the instructions of the Certification Division.

REVISIONE REVISION	DATA DATE	MOTIVAZIONI PER LA REVISIONE REASON FOR THE REVISION
0	06-03-08	-
10	03/06/2013	Annual revision

Il Resp. QPT  
Head of QPT

## Legend:

VAL: Validator  
VER: Verifier  
TEC: Technical Expert  
TL: Team Leader  
FIN-EXP: Financial Expert  
DET: Determiner

CDM: Clean Development Mechanism  
VCS: Verified Carbon Standard  
GS: Gold Standard  
SCS: SmartCarbon Standard  
J1: Joint Implementation

RINA Services S.p.A. è accreditata da UNFCCC, quale Entity Operator Designated (DOE), per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti CDM, da VCSA per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti VCS, da GS Foundation, per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti GS, da Ecologica Institute per condurre la Validazione e la Verifica di rapporti SCS

RINA Services S.p.A. is accredited by the UNFCCC as Designated Operational Entity (DOE), to carry out Validation and Verification of CDM Projects, by the VCSA, to carry out Validation and Verification of VCS Projects, by the GS Foundation, to carry out Validation and Verification of GS Projects and by the Ecologica Institute, to carry out Validation and Verification of SCS Reports

GHC\_QUAL\_CERT\_EN\_04\_12

Page 1 of 1



**CERTIFICATO DI QUALIFICA  
QUALIFICATION CERTIFICATE**

Si attesta che il sig./sig.ra:  
*We declare that Mr/Mrs/Ms:*

Thais De Lima Carvalho

è qualificato come<sup>1</sup>:  
*is qualified as:*

CDM -TEC, -VAL, -VER, -TL

per le seguenti aree tecniche:  
*for the following technical areas:*

1.1, 1.2, 2.1, 13.1

AREE TECNICHE TECHNICAL AREAS	DESCRIZIONE DELL'AREA TECNICA TECHNICAL AREA DESCRIPTION	SCOPO SETTORIALE SECTORAL SCOPE
1.1	Thermal energy generation	1
1.2	Renewables	1
2.1	Electricity distribution	2
13.1	Solid waste and wastewater	13

in accordo alle istruzioni della Divisione Certificazione.  
*in accordance with the instructions of the Certification Division.*

REVISIONE REVISION	DATA DATE	MOTIVAZIONI PER LA REVISIONE REASON FOR THE REVISION
0	19-08-2009	-
12	16-01-2015	Added TA 2.1

Il Resp. QPT  
Head of QPT

<sup>1</sup> Legend:

VAL	Validator	CDM Clean Development Mechanism
VER	Verifier	VCS - Verified Carbon Standard
TEC	Technical Expert	GS Gold Standard
TL	Team Leader	SCS - SocialCarbon Standard
FN-EXP	Finance Expert	J. Joint Implementation
DET	Determiner	

RINA Services S.p.A. è accreditata da UNPCOC, quale Entità Operativa Designata (DOE), per condurre la Validazione e la verifica di Progetti CDM, da VCSA per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti VCS, da GS Foundation, per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti GS, da Ecological Institute per condurre la Validazione e la Verifica di rapporti SCS.

RINA Services S.p.A. is accredited by the UNPCOC, as Designated Operational Entity (DOE), to carry out Validation and Verification of CDM Projects, by the VCSA, to carry out Validation and Verification of VCS Projects, by the GS Foundation, to carry out Validation and Verification of GS Projects and by the Ecological Institute, to carry out Validation and Verification of SCS Reports.

GHS\_QUAL\_CERT\_RN\_34\_12

Page 1 of 1



RINA

**CERTIFICATO DI QUALIFICA  
QUALIFICATION CERTIFICATE**

Si attesta che il sig./sig.ra:

Americo Junior Varkulya

We declare that Mr/Mrs/Ms:

è qualificato come:  
is qualified as:

CDM-TEC, -VAL, -VER, -TL, -FIN EXP

per le seguenti aree tecniche:  
for the following technical areas:

1.1, 1.2

AREE TECNICHE TECHNICAL AREAS	DESCRIZIONE DELL'AREA TECNICA TECHNICAL AREA DESCRIPTION	SCOPO SETTORIALE SECTORAL SCOPE
1.1	Thermal energy generation	1
1.2	Renewables	1

In accordo alle istruzioni della Divisione Certificazione.  
in accordance with the instructions of the Certification Division.

REVISIONE REVISION	DATA DATE	MOTIVAZIONI PER LA REVISIONE REASON FOR THE REVISION
0	30-01-2000	-
13	22-12-2014	Update qualification according to AS v6.0

Il Resp. QPT  
Head of QPT

## Legend:

VAL	Validator	CDM: Clean Development Mechanism
VER	Verifier	VCS: Verified Carbon Standard
TEC	Technical Expert	GS: Gold Standard
TL	Team Leader	DCS: SocialCarbon Standard
FIN-EXP	Financial Expert	J1: Joint Implementation
DET	Determiner	

RINA Services S.p.A. è accreditata da UNFCCC, quale Entità Operativa Designata (DOE), per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti CDM, da VCSA, per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti VCS, da GS Foundation, per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti GS, da Ecologica Institute per condurre la Validazione e la Verifica di rapporti GCS.

RINA Services S.p.A. is accredited by the UNFCCC, as Designated Operational Entity (DOE), to carry out validation and verification of CDM Projects, by the VCSA, to carry out validation and verification of VCS Projects, by the GS Foundation, to carry out validation and verification of GS Projects and by the Ecologica Institute, to carry out validation and verification of GCS Reports.

RINA\_QUAL\_CERT\_EN\_04\_12

Page 1 of 1



RINA

**CERTIFICATO DI QUALIFICA  
QUALIFICATION CERTIFICATE**

Si attesta che il sig./sig.ra:  
We declare that Mr/Mrs/Ms:

Mayra Rocha

è qualificato come<sup>1</sup> /  
is qualified as:

CDM-FIN EXP, CDM-TEC

per le seguenti aree tecniche:  
for the following technical areas:

1,2

AREE TECNICHE TECHNICAL AREAS	DESCRIZIONE DELL'AREA TECNICA TECHNICAL AREA DESCRIPTION	SCOPO SETTORIALE SECTORIAL SCOPE
1,2	Renewable Energy	1

in accordo alle istruzioni della Divisione Certificazione  
in accordance with the instructions of the Certification Division.

REVISIONE REVISION	DATA DATE	MOTIVAZIONI PER LA REVISIONE REASON FOR THE REVISION
0	05-08-2015	First issue

Il Resp. QPT  
Head of QPT

Roma Scrima

**Legend**

VAL	Validator	CDM: Clean Development Mechanism
VER	Verifier	VCS: Verified Carbon Standard
TEC	Technical Expert	GS: Gold Standard
T	Team Leader	SCS: Social Carbon Standard
FINEXP	Finance Expert	J: Joint Implementation
DET	Developer	

RINA Services S.p.A. è accreditata da UNFCCC, quale Designated Operational Entity (DOE), per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti CDM, da VCSA per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti VCS; da GS Foundation, per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti GS, da Ecologica Institute per condurre la Validazione e la Verifica di report SCS.

RINA Services S.p.A. is accredited by the UNFCCC, as Designated Operational Entity (DOE), to carry out Validation and Verification of CDM Projects, by the VCSA, to carry out Validation and Verification of VCS Projects, by the GS Foundation, to carry out Validation and Verification of GS Projects and by the Ecologica Institute, to carry out Validation and Verification of SCS Reports.

SHS\_QUAL\_CERT\_EN\_04\_12

Page 1 of 1



RINA

**CERTIFICATO DI QUALIFICA**  
**QUALIFICATION CERTIFICATE**

 Si attesta che il sig./sig.ra:  
 We declare that Mr/Mrs/Ms:

Rita Valoroso

 è qualificato come 1:  
 is qualified as:

 CDM -TEC, -VAL, -VER, -TL  
 TECHNICAL REVIEWER

 per le seguenti aree tecniche:  
 for the following technical areas:

1.2, 3.1, 13.1

AREE TECNICHE TECHNICAL AREAS	DESCRIZIONE DELL'AREA TECNICA TECHNICAL AREA DESCRIPTION	SCOPO SETTORIALE SECTORIAL SCOPE
1.2	Renewables	1
3.1	Energy demand	3
13.1	Solid Waste and waste water	13

 in accordo alle istruzioni della Divisione Certificazione  
 in accordance with the instructions of the Certification Division.

REVISIONE REVISION	DATA DATE	MOTIVAZIONI PER LA REVISIONE REASON FOR THE REVISION
0	13-01-10	-
10	06/04/2016	Update qualification TA 3.1

 Il Resp. OPT  
 Head of QFT

## Legend:

VAL:	Validator	CDM: Clean Development Mechanism
VER:	Verifier	VCS: Verified Carbon Standard
TEC:	Technical Expert	GS: Gold Standard
TL:	Team Leader	SCS: SocialCarbon Standard
FIN-EXP:	Financial Expert	J-I: Joint Implementation
DET:	Designer	

RINA Services S.p.A. is accredited by UNIFCOC, as Designated Operational Entity (DOE), to carry out Validation and Verification of CDM Projects by the VCSA, to carry out Validation and Verification of JCI Projects by the GS Foundation, to carry out Validation and Verification of GS Projects and by the Ecologic Institute, to carry out Validation and Verification of SCS Reports.

RINA Services S.p.A. is accredited by the UNFCCC, as Designated Operational Entity (DOE), to carry out Validation and Verification of CDM Projects, by the VCSA, to carry out Validation and Verification of JCI Projects, by the GS Foundation, to carry out Validation and Verification of GS Projects and by the Ecologic Institute, to carry out Validation and Verification of SCS Reports.

SHG\_QUAL\_CERT\_EN\_04\_12

Page 1 of 1



RINA

**CERTIFICATO DI QUALIFICA  
QUALIFICATION CERTIFICATE**

Si attesta che il sig./sig.ra:  
We declare that Mr/Ms/Ms:

Laura Severino

è qualificato come<sup>1</sup>:  
is qualified as:

CDM- TEC, CDM-VAL, ITRP

per le seguenti aree tecniche:  
for the following technical areas:

5.1

AREE TECNICHE TECHNICAL AREAS	DESCRIZIONE DELL'AREA TECNICA TECHNICAL AREA DESCRIPTION	SCOPO SETTORIALE SECTORIAL SCOPE
5.1	Chemical industry	5

in accordo alle istruzioni del Settore Sostenibilità, Ambiente & Cambiamenti Climatici.  
in accordance with the instructions of the Sustainability, Environment & Climate Change Sector:

REVISIONE REVISION	DATA DATE	MOTIVAZIONI PER LA REVISIONE REASON FOR THE REVISION
0	09-04-2008	-
11	10-11-2015	New revision of IS-GPT-GHG-20

Il Resp. di Schema  
Scheme Leader

*[Handwritten Signature]*

<sup>1</sup> Legend:

NAL

Validator

VER

Verifier

TCC

Technical Expert

TL

Team Leader

FR/CDP

Financial Expert

DET

Designer

CDM: Clean Development Mechanism

VCS: Verified Carbon Standard

GS: Gold Standard

CCS: SocialCarbon Standard

J: Joint Implementation

RINA Services S.p.A. è accreditata UNFCCC, quale Entità Operativa Designata (DOE), per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti CDM, da VCSA per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti VCS, da GS Foundation, per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti GS, da Ecologia Institute per condurre la Validazione e la Verifica di report CCS

RINA Services S.p.A. is accredited by the UNFCCC, as Designated Operational Entity (DOE), to carry out Validation and Verification of CDM Projects, by the VCSA, to carry out Validation and Verification of VCS Projects, by the GS Foundation, to carry out Validation and Verification of GS Projects and by the Ecologia Institute, to carry out Validation and Verification of CCS Reports

GHG\_QUAL\_CERT\_EN\_04\_12

Page 1 of 1

### Appendix 3. Documentos revisados ou referenciados

Nº.	Autor	Título	Referências ao documento	Fornecedor
/1/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	MDL-DCP para atividade dos Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: no Brasil	versão 01 de 11/09/2012, versão 3 de 19/01/2016 e versão 3.1 datada de 23 de junho de 2016; versão 3.2 datada de 23/06/2016; versão 3.3 datada de 19/07/2016; versão 3.5 datada de 19/12/2016;	PP
/2/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	Planilhas de cálculo de RCEs	Eletrobras_Estimated CERs_v.3” datada de 19 de janeiro de 2016. Eletrobras_Estimated CERs_v.3_2014.05.09 Eletrobras_Estimated CERs_v.1_2012.09.11	PP
/3/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	Planilha de cálculo de referencial:	“WACC ElectricGen_2004” 01 de 11 11/09/2014 e versão 2 datada de 13/03/2014. “WACC ElectricGen_2004 brookfield 19-12-16.xls”.datada de 19/12/2016.	PP
/4/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	Planilha de análise financeira:	“Eletrobras_FCF_”, versão 1 datada de 30/09/2012 e versão 1.1 datada de 19/01/2016.. Eletrobras_FCF_”, v.2 Brookfield 19-12-16” versão 2.	PP
/5/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	Orçamento Padrão Eletrobrás (“OPE”) apresentado por cada pequena central hidrelétrica para participar do programa PROINFA:	OPE Caçador.pdf OPE Cotiporã.pdf OPE Piranhas.pdf OPE Ponte Alta.pdf	PP
/6/	Diretoria Executiva MDL:	Procedimento de Ciclo de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	Versão 09 de 20/02/2015	Outros
/7/	Diretoria Executiva MDL:	Norma de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	Versão 09 de 20/02/2015	Outros
/8/	Diretoria Executiva MDL:	Norma de Verificação e Validação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	Versão 09 de 20/02/2015	Outros
/9/	Diretoria Executiva MDL:	Metodologia de linha de base e monitoramento “ACM0002” “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”	versão 13.0.0 de 11/05/2012 e versão 17.0 de 13/05/2016	Outros
/10/	Diretoria Executiva MDL:	F-MDL-DCP – Formulário do Documento de Projeto	versão 08.0.0 de 22/07/2016	Outros
/11/	Diretoria Executiva MDL: website	Status de ratificação disponível em < <a href="http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php">http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php</a> >.	acessado em 14/08/2015	Outros
/12/	Diretoria Executiva MDL:	Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade,	versão 7.0.0, datada de 23/11/2012	Outros
/13/	Diretoria Executiva MDL:	“Diretrizes de Avaliação de Análise de Investimento”	versão 6.0.0, datada de 24/11/2015	Outros
/14/	Diretoria Executiva MDL:	Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico	versão 02.2.0 datada de 03/06/2011 e versão 04.0, datada de 04/10/2013 e versão 5.0.0 de 27/11/2012.	Outros
/15/	Diretoria Executiva MDL	Glossário de termos do MDL	versão 07, datada de 23/11/2012	Outros
/16/	Diretoria Executiva MDL:	Diretrizes de Prática Comum	versão 03.1, de 03/06/2015	Outros

/17/	Diretoria Executiva MDL:	Diretrizes de Relatório e Validação de Fatores de Carga da Usina	versão 01, datada de 17/07/2009.	Outros
/18/	Diretoria Executiva MDL:	Ferramenta para determinar a vida útil restante de equipamentos	Versão 01 de 16/10/2009	Outros
/19/	ANEEL:	Autorização para geração de energia: <ul style="list-style-type: none"> <li>Resolução de Autorização N° 670 de 26/12/2001 emitida para a PCH Caçador.</li> <li>Resolução de Autorização N° 644 de 25/07/2006 emitida para a PCH Ponte Alta</li> <li>Resolução de Autorização N°499 de 28/03/2006 emitida para a PCH Piranhas</li> <li>Resolução de Autorização N° 666 de 26/12/2001 emitida para a PCH Linha Emília</li> <li>Resolução de Autorização N° 671 de 26/12/2001 emitida para a PCH Cotiporã</li> </ul>	acessado em 13/08/2015	Outros
/20/	ANEEL:	Despacho N°2.755 de 29/08/2007 emitido para a PCH Caçador <ul style="list-style-type: none"> <li>Despacho N°2.688 de 24/08/2007 emitido para a PCH Cotiporã</li> <li>Despacho N°3.064 de 19/08/2008 emitido para a PCH Ponte Alta</li> </ul> Resolução Homologatória N°122 de 04/05/2004 emitida para a PCH Piranhas <ul style="list-style-type: none"> <li>Despacho N°392 de 07/05/2004 emitido para a PCH Linha Emília</li> </ul>	acessado em 13/08/2015	Outros
/21/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	Contratos de Compra e Venda de Energia (PPA): <ul style="list-style-type: none"> <li>PPA entre Eletrobrás e Caçador Energética S.A. celebrado em 30/06/2004 (Contrato de Compra e Venda de Energia 003/2004 com Caçador Energética S.A.)</li> <li>PPA entre Eletrobrás e Cotiporã Energética S.A. celebrado em 30/06/2004 (Contrato de Compra e Venda de Energia 002/2004 com Cotiporã Energética S.A.)</li> <li>PPA entre Eletrobrás e Linha Emília S.A. celebrado em 30/06/2004 (Contrato de Compra e Venda de Energia 001/2004 com Linha Emília S.A.)</li> <li>PPA entre Eletrobrás e Consórcio Serra Negra Energética celebrado em 30/06/2004 (Contrato de Compra e Venda de Energia</li> </ul>	30/06/2004	PP

		<p>039/2004 com Consórcio Serra Negra Energética)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• PPA entre Eletrobrás e Consórcio Ponte Alta Energética celebrado em 30/06/2004 (Contrato de Compra e Venda de Energia 010/2004 com Consórcio Ponte Alta Energética)</li> </ul>		
/22/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Termo Aditivo ao PPA 003/2004 entre Eletrobrás e Caçador Energética S.A, de 17/10/2008 (Termo Aditivo ao Contrato 003/2004 com Caçador Energética S.A., de 17/10/2008)</li> <li>• Termo Aditivo ao PPA 002/2004 entre Eletrobrás e Cotiporã Energética S.A, de 17/10/2008 (Termo Aditivo ao Contrato 002/2004 com Cotiporã Energética S.A., de 17/10/2008).</li> <li>• Termo Aditivo ao PPA 001/2004 entre Eletrobrás e Linha Emília Energética S.A., de 17/10/2008 (Termo Aditivo ao Contrato 001/2004 com Linha Emília Energética S.A., de 17/10/2008)</li> <li>• Termo Aditivo ao PPA 039/2004 entre Eletrobrás e Consórcio Serra Negra Energética, de 10/07/2008 (Termo Aditivo ao Contrato 039/2004 com Consórcio Serra Negra Energética, de 10/07/2008)</li> <li>• Termo Aditivo ao PPA 010/2004 entre Eletrobrás e Consórcio Ponte Alta Energética, de 24/10/2008 (Termo Aditivo ao Contrato 010/2004 com Consórcio Ponte Alta Energética, de 24/10/2008)</li> </ul>	datado de 17/10/2008	PP
/23/	FEPAM	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Licença de Instalação N°454/2006-DL de 23/06/2006 emitida para Caçador Energética S.A. (para 22.5MW de capacidade instalada)</li> <li>• Licença de Operação N°2836/2008-DL de 12/09/2008 emitida para Caçador Energética S.A. válida até 11/09/2012</li> <li>• Licença de Instalação N°444/2003-DL de 30/05/2003 emitida para Cotiporã Energética S.A. (para 13MW de capacidade instalada)</li> <li>• Licença de Instalação N°453/2004-DL de</li> </ul>	Várias datas descritas separadamente	Outros

		<p>02/06/2004 emitida para Cotiporã Energética S.A. (para 19,5MW de capacidade instalada e 46,52ha da área da superfície dos reservatórios)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Licença de Instalação N°453/2006-DL de 23/06/2006 emitida para Cotiporã Energética S.A. (para 19,5MW de capacidade instalada e 52,69ha da área da superfície dos reservatórios)</li> <li>• Licença de Instalação N°585/2008-DL de 10/06/2008 emitida para Cotiporã Energética S.A. (para 19,5MW de capacidade instalada e 52,69ha da área da superfície dos reservatórios)</li> <li>• Licença de Operação N°8374/2008-DL de 11/11/2008 emitida para Cotiporã Energética S.A. válida até 10/11/2012 (esta licença era válida no momento da visita ao local em 06 e 07/11/2012).</li> <li>• Licença de Instalação N°452/2006-DL de 23/06/2006 emitida para Linha Emília Energética S.A. (para 19,5MW de capacidade instalada)</li> <li>• Licença de Operação N°325/2009-DL de 20/01/2009 emitida para Linha Emília Energética S.A. válida até 19/01/2013</li> </ul>		
/24/	Agência Ambiental de Goiás:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Licença de Instalação N°035/2005 (2ª emissão) de 31/10/2005 emitida para Serra Negra Energética (para 18MW de capacidade instalada)</li> <li>• Licença de Operação N°214/2006 de 02/05/2006 emitida para Serra Negra Energética</li> <li>• Licença de Operação N°250/2008 de 03/07/2008 emitida para Serra Negra Energética válida até 03/01/2009</li> </ul>	Várias datas descritas separadamente	Outros
/25/	IMAP/SEMA:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Licença de Instalação N°033/2003 de 10/07/2003 emitida para Arcadis Logos Energia S.A. (para 15MW de capacidade instalada)</li> <li>• Licença de Instalação N°044/2003 de 02/09/2003 emitida para Arcadis Logos Energia S.A. (para 13MW de capacidade instalada)</li> </ul>	Várias datas descritas separadamente	Outros

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Licença de Instalação N°001/2006 de 12/06/ emitida para mudar o nome da companhia para Energética Ponte Alta S.A. (para 13MW de capacidade instalada)</li> <li>• Licença de Operação N°486/2006 de 20/12/2006 emitida para Energética Ponte Alta S.A. válida até 19/12/2010</li> </ul>		
/26/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS e Rina:	Assinaram Contrato para Serviços de Validação em 29/05/2012	Celebrado em 29/05/2012.	Outros
/27/	Presidência da República:	Lei N° 10.438, de 26/04/2002 Presidência da República: Lei N° 10.438 de 26/04/2002 Cria PROINFA	acessado em 03/07/2015	Outros
/28/	Presidência da República:	Presidência da República: Decreto N° 5.,025, de 30/03/2004 que regula a Lei nº 10.438.	acessado em 03/07/2015	Outros
/29/	Presidência da República:	Decreto N° 5163, de 30/07/2004 Presidência da República: Decreto No.5163, de 30/07/2004 <a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm">http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm</a> Regula a comercialização de energia elétrica, o processo de concessões e de autorização para geração de energia elétrica e outros assuntos	acessado em 03/07/2015	Outros
/30/	Presidente da República:	Lei N°10762, de 11/11/2003 Presidente da República: Lei No. 10762, de 11/11/2003 <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200310762.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200310762.pdf</a> Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera a lei N°.10438 e outros assuntos.	acessado em 03/07/2015	Outros
/31/	Presidência da República:	Presidência da República: Decreto N°. 3.371, de 24/02/2000 <a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3371.htm">http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3371.htm</a> Estabelece, de acordo com o Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricidade e outros assuntos.	acessado em 03/07/2015	Outros
/32/	Presidência da República:	Plano Anual PROINFA (“PAP”). A elaboração do PAP foi estabelecida pelo Decreto nº. 5.025/2004.	acessado em 03/07/2015	Outros
/33/	Eletrobrás/Ministério de Minas e Energia:	"Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas"	acessado em 03/07/2015	Outros
/34/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	RES-811/2013, datada de 14/11/2013, nomeando a Sra. Lilian Laubenbacher Sampaio e o Sr. Jorge de Oliveira Camargo como representantes da Eletrobrás para atuar junto à UNFCCC, assinar documentos, etc. (Eletrobrás_Representantes assinatura.pdf)	datada de 14/11/2013	PP

/35/	Brookfield:	Atas de reuniões, datadas de 06/10/2015, nomeando o Dr. André Flores Rodrigues e André Brasiense Pereira como responsáveis pelas sociedades de propósito específico – SPCs Caçador, Cotiporã, Linha Emília, Ponte Alta, Serra Negra	datada de 06/10/2015	PP
/36/	Diretoria Executiva MDL:	Formulário F-MDL-MOC (Modalidades de Declaração de Comunicação)	Versão 02.3, datado de 22/05/2015	Outros
/37/	ANEEL/SIGEL	Banco de dados de PCHs, disponível em < <a href="http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html">http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html</a> >	acessado em 02/07/2015	Outros
/38/	ANEEL	Resoluções de coordenadas geográficas: <ul style="list-style-type: none"> <li>• nº 440/00, datada de 28/11/2000 (coordenadas geográficas de PHC Caçador)</li> <li>• nº 452/00, datada de 28/11/2000 (coordenadas geográficas de PHC Cotiporã)</li> <li>• nº 666/01, datada de 26/12/2001 (coordenadas geográficas de PHC Linha Emília)</li> <li>• nº 345/99 datada de 17/12/1999 (coordenadas geográficas de PHC Piranhas)</li> <li>• nº 717/03, datada de 24/12/2003 (coordenadas geográficas de PHC Ponte Alta)</li> </ul>	acessado em 02/07/2015	Outros
/39/	ANEEL	Resolução nº 474 datada de 07/02/2012, Disponível em < <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2.pdf</a> > acessado em 12/01/2016 Resolução nº. 652/2003 Disponível em: <a href="http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/res2003652.pdf">http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/res2003652.pdf</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/40/	ANEEL:	Planilhas com implementação de usinas disponível em: <a href="http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&amp;idPerfil=2">http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&amp;idPerfil=2</a> acessado pela Rina em 12/01/2016	acessado em 12/01/2016	Outros
/41/	ANEEL	Portaria nº. 1.005 de 24/12/2003 e Lei 9427/1996, Decreto 2410/1997 disponível em: <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20031005.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20031005.pdf</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/42/	Presidência da República	Lei nº. 10.637 datada de 30/12/2002: < <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/Leislacao/leis/2002/lei10637.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/Leislacao/leis/2002/lei10637.htm</a> >	acessado em 12/01/2016	Outros
/43/	Tesouro Nacional Brasileiro	<i>Instrução Normativa nº 10.637, datada de 21 de novembro de 2002. Sobre as taxas PIS/PASEP e Cofins,</i> disponível em: <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2002/in2472002.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2002/in2472002.htm</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/44/	Tesouro Nacional	<i>Informações da legislação</i>	acessado em 12/01/2016	Outros

	Brasileiro	<p>sobre companhias de lucro presumido, disponível em:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Lei Nº. 8.981 datada de 20/01/1995: &lt;<a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsl/ApuracaAnualRecMensBascalcEst.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsl/ApuracaAnualRecMensBascalcEst.htm</a>&gt;.</li> <li>Lei Nº. 8.541 datada de 23/12/1992: <a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8541.htm#art20">http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8541.htm#art20</a></li> <li>Decreto Nº. 3.000 datado de 26/03/1999: &lt;<a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2005/PergResp2005/pr517a555.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2005/PergResp2005/pr517a555.htm</a>&gt;.</li> <li>Lei Nº. 105 datada de 10/01/2001: &lt;<a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsl/Aliquotas.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsl/Aliquotas.htm</a>&gt;.</li> </ul>		
/45/	Tesouro Nacional Brasileiro	<p>Artigo 22 da Lei nº 10684 de 15 de dezembro de 1988 e Artigo 3 da Lei nº 11727 de 23 de janeiro de 1995, para contribuição social sobre lucro líquido, disponível em: <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsl/Default.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsl/Default.htm</a></p>	acessado em 12/01/2016	Outros
/46/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	<p>Carta enviada a partes interessadas locais datada de 03/11/2011 AR de todas as partes interessadas locais declarando que a carta foi recebida</p>	acessado em 12/01/2016	PP
/47/	BNDES:	<p>Taxa de Juros de Longo Prazo, de janeiro de 1999 a dezembro de 2003, disponível em: <a href="http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financieiro/Custos_Financieiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html">http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financieiro/Custos_Financieiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html</a></p>	acessado em 12/01/2016	Outros
/48/	BNDES:	<p>Margem de lucro - remuneração para projetos de energia, disponível em: <a href="http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf">http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf</a></p>	acessado em 12/01/2016	Outros
/49/	BNDES:	<p>Empréstimos a longo prazo no Brasil para energia renovável, disponível em: <a href="http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financieiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html">http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financieiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html</a></p>	acessado em 12/01/2016	Outros
/50/	Banco Central do Brasil:	<p>Meta de inflação no Brasil: Disponível em: <a href="http://www.bcb.gov.br/pec/metasp/inflatointargetingtable.pdf">http://www.bcb.gov.br/pec/metasp/inflatointargetingtable.pdf</a></p>	acessado em 12/01/2016	Outros
/51/	Tesouro Nacional Brasileiro	<p>Nota 517 para informações na legislação sobre companhias de lucro presumido, disponível em: <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/Publico/perguntao/dipj2011/CapituloXIII-IRPJ-LucroPresumido2011.pdf">http://www.receita.fazenda.gov.br/Publico/perguntao/dipj2011/CapituloXIII-IRPJ-LucroPresumido2011.pdf</a></p>	acessado em 12/01/2016	Outros

		E datada de junho de 2004, disponível em: <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIP/J/2005/PergResp2005/pr517a555.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIP/J/2005/PergResp2005/pr517a555.htm</a> Instrução Normativa nº.480 datada de 15 de dezembro de 2004, disponível em: <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2004/in4802004.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2004/in4802004.htm</a>		
/52/	Banco Central dos EUA	<i>Rendimento de 20 anos do Banco Central dos EUA, período de 1977 - 2015.</i> Disponível em inglês em: <a href="http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm">http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/53/	Website da Damodaran	Rentabilidade de S&P500 vs. Título da dívida pública federal de 10 anos, Disponível em inglês em: <a href="http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/">http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/54/	Instituto Avançado de Pesquisa Econômica (IPEA)	<i>Prêmio de risco Brasil (EMBI+Brazil).</i> Selecione macroeconômico, depois a "fonte JP Morgan". Disponível em: <a href="http://www.ipeadata.gov.br/">http://www.ipeadata.gov.br/</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/55/	Banco Central dos EUA	<i>Rendimentos de TIPS em 10 anos,</i> datado de 31 de dezembro de 2010. Disponível em inglês em: <a href="http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm">http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/56/	AND brasileira CIMGC	Fatores de emissão de CO2 para geração de eletricidade no Brasil em <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora</a> .	acessado em 21/06/2016	Outros
/57/	ONS:	Procedimentos de Rede, disponível em: <a href="http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset">http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset</a> ,	acessado em 12/01/2016	Outros
/58/	Resoluções CIMGC:	Resolução 10 de janeiro de 2006 disponível em: <a href="http://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-7-2008_109093.html">http://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-7-2008_109093.html</a> Resolução nº 10 datada de 22/05/2013 disponível em: <a href="http://www.mct.gov.br/upd_blob/0226/226477.pdf">http://www.mct.gov.br/upd_blob/0226/226477.pdf</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/59/	Atividade Econômica Comercial	Classificação de títulos da Moody's <a href="http://www.tradingeconomics.com/brazil/rating">http://www.tradingeconomics.com/brazil/rating</a>	acessado em 21/11/2016	Outros
/60/	Tesouro Nacional	Nota 517 para informações sobre legislação sobre empresas com lucro presumido, disponível em: <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/Publico/perguntao/dipj2011/CapituloXIII-IRPJ-LucroPresumido2011.pdf">http://www.receita.fazenda.gov.br/Publico/perguntao/dipj2011/CapituloXIII-IRPJ-LucroPresumido2011.pdf</a> . E datada de junho de 2004 disponível em: <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIP/J/2005/PergResp2005/pr517a555.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIP/J/2005/PergResp2005/pr517a555.htm</a> Normative Instruction #480 datada de 15 de dezembro de 2004, disponível em: <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2004/i">http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2004/i</a>	acessado em 21/11/2016	Outros

	n4802004.htm		
--	--------------	--	--

## Appendix 4. Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitações de ação futura

Tabela 1. CL desta validação

<b>CL ID</b>	1	<b>Seção nº.</b>		<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CL</b>				
A Portaria Nº272 de 06/06/2005 /8/ afirma que a energia assegurada para a PCH Caçador é 13,53MW em média (o que corresponde a 118.523MWh), entretanto, o Despacho Nº 2.755 de 29/08/2007 /13/ afirma que o projeto básico para a PCH Caçador foi revisado para aumentar sua capacidade instalada dos 15MW iniciais vistos na Resolução Nº 670 de 26/12/2001 /15/ para 22,5MW. Esclareça se este aumento na capacidade instalada, que aconteceu em algum momento entre 2001 e 2007, afetou a energia assegurada total estabelecida pela Portaria ANEEL Nº272 de 06/06/2005 ou se isto foi feito antes de 06/06/2005 e conseqüentemente a energia assegurada seria declarada na Portaria Nº272 (fornecer evidências disto). O mesmo acontece com Cotiporã				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
De acordo com a Portaria Nº 267 de 07/08/2015 publicada pela ANEEL, que afirma que a energia assegurada para a PCH Cotiporã é de 12,84MW em média e a energia assegurada para a PCH Caçador é de 13,53MW em média. Estes documentos foram fornecidos pela Companhia Brookfield e foram anexados a esta resposta. A Brookfield enviou este e-mail: "A Portaria Nº. 267/2015 (link abaixo) resultante das injunções para suspender os efeitos da Portaria 463/2009 restabeleceu os valores de Garantia Física de Hunter e Cotiporã, respectivamente, para os valores de 13,53 e 12,84 MW em média conforme estabelecido no Anexo da portaria [ 1 ] e quando estes valores entram em vigor. Os valores anteriores estabelecidos pela aplicação da Portaria 463/2009 eram, respectivamente, 12,81 e 11,56 MW em média". [1] <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2015267spde.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2015267spde.pdf</a> [2] <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003370.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003370.pdf</a> [3] <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003380.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003380.pdf</a> Este e-mail foi anexado a esta resposta.				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
E-mail datado de 19 de fevereiro de 2016 da ANEEL declarando a energia assegurada para Cotiporã e Caçador.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
O PP apresentou um e-mail oficial da ANEEL. Esta CL foi encerrada.				

<b>CL ID</b>	2	<b>Seção nº.</b>		<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CL</b>				
Informar se as coordenadas geográficas relatadas no DCP versão 1 para Cotiporã, Linha Emília (para Linha Emília, fornecer também evidências de que esta usina também fica no município de Fagundes Varela) e Piranhas são o conjunto completo de coordenadas e fornecer evidência disto. Fornecer também evidências das coordenadas geográficas da usina Ponte Alta e observar que as coordenadas no DCP versão 1 as vezes são escritas em português (ver a CAR01 sobre esta questão).				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
O PP esclarece que autorizações, permissões e licenças são emitidas por entidades diferentes. Com relação a localização dos projetos, o PP não pode esclarecer discrepâncias entre a autorização da ANEEL e as licenças ambientais. Para harmonizar informações apresentadas no DCP, a localização do projeto (incluindo coordenadas geográficas e municípios) foi revisada com base nas informações da ANEEL. Consulte a segunda versão do documento. Os PPs esclarecem que Resoluções / Portarias ANEEL estão disponíveis ao público e podem ser baixadas em: < <a href="http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html">http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html</a> >.				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
Website da ANEEL: < <a href="http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html">http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html</a> >.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
O PP revisou o DCP, municípios e coordenadas geográficas estão de acordo com a ANEEL. Esta CL foi encerrada.				

<b>CL ID</b>	3	<b>Seção nº.</b>	A.3	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CL</b>				
Não ficou claro no DCP versão 1 se há transferência de know-how e tecnologia no Anexo I Partes. Adicionalmente o DCP não descreveu se a tecnologia resultaria em desempenho significativamente melhor do que qualquer tecnologia usada normalmente no País anfitrião.				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
Como o Brasil tem grande potencial hidrelétrico, o know-how a ser usado na atividade de projeto já foi transferido para o				

<i>País Anfitrião. Portanto, os principais equipamentos usados na atividade de projeto (turbinas e geradores) foram fabricados no Brasil. Isto contribui para desenvolvimento do setor energético (resultando em mais pesquisa) e aumento da capacidade do setor industrial do País Anfitrião.</i>	
<i>A Seção A.3. do DCP foi revisada para incluir as informações acima, seguindo as "Diretrizes para preencher o Formulário do Documento De Projeto". Consulte a segunda versão do documento.</i>	
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>	
<i>Lista de fornecedores de turbinas e geradores.</i>	
<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
<i>O DCP foi revisado para incluir informações de que equipamentos foram fabricados no Brasil.</i>	
<i>Esta CL foi encerrada</i>	

<b>CL ID</b>	4	<b>Seção nº.</b>	A.5	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CL</b>				
<i>O DCP versão 1 seção A.5 afirma que financiamento público não se aplica a atividade de projeto, entretanto nenhuma evidência sobre a fonte do financiamento foi apresentada a EOD.</i>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<i>A Seção A.5 do DCP foi revisada para incluir a fonte do financiamento de pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta. Como pode ser visto na nova versão do DCP (versão 2), todas as pequenas centrais hidrelétricas foram financiadas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social ("BNDES"). BNDES, uma entidade apoiada pelo governo, é o maior fornecedor de financiamentos a longo prazo no país, que tem falta de opções de fornecedores de empréstimo de longo prazo que não sejam entidades governamentais. Empréstimos a longo prazo raramente são fornecidos por bancos comerciais e em geral estas entidades não tem taxas competitivas em comparação com o BNDES.</i>				
<i>Maiores informações disponíveis em: &lt;<a href="http://www.bndes.gov.br/">http://www.bndes.gov.br/</a>&gt;.</i>				
<i>Como a implementação de pequenas centrais hidrelétricas foi financiada pelo BNDES, não há financiamento público das Partes inclusas no Anexo I, países da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima e a atividade de projeto proposta não resulta em desvio da Assistência Oficial ao Desenvolvimento (ODA).</i>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<i>Website do MME:</i>				
<i><a href="http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/menu/programa/programa_apoio_financeiro_bndes.html">http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/menu/programa/programa_apoio_financeiro_bndes.html</a></i>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<i>RINA verificou no website da PROINFA que projetos da PROINFA são financiados pelo BNDES acessado em 18/01/2016.</i>				
<i>Esta CL foi encerrada</i>				

<b>CL ID</b>	5	<b>Seção nº.</b>	C.1.1, D.8.6	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CL</b>				
<i>O DCP versão 1, seção C.1.1 afirma que a data de início da atividade de projeto se refere a assinatura do contrato de compra e venda de energia estabelecido entre o empresário (que é entendido como o investidor) e a Eletrobrás de acordo com Proinfa. Os contratos para todas as 5 PCH inclusas na atividade de projeto foram assinados em 30/06/2004 /20/, /22/, /24/, /26/ e /28/. Explique como estes contratos estão de acordo com a definição de data de início do projeto fornecida pelo Glossário de Termos do MDL /53/ que afirma que a data de início do projeto é a primeira data na qual implementação ou construção ou ação real começaram. Para dar suporte a este argumento forneça uma linha do tempo completa da implementação da atividade de projeto (incluindo todas as 5 usinas) e as evidências correspondentes. Adicionalmente, forneça evidências/argumentação de que a data de início descrita no DCP está de acordo com o Glossário de Termos do MDL.</i>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<i>Conforme descrito no DCP, pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta participam do Programa de Incentivo à Fontes Alternativas ("PROINFA").</i>				
<i>PROINFA é um programa de incentivo à energia renovável criado pela Lei 10.438/2002 e regulado pelo Decreto 5.025/2004. Um dos objetivos da iniciativa é aumentar a parcela de fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo desta forma para maior sustentabilidade ambiental. Para atingir este objetivo, o governo brasileiro designou a utilitária energética pública Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás para atuar como compradora principal da energia elétrica gerada por instalações de energia alternativa no Brasil, firmando PPAs de longo prazo com produtores de energia alternativa, a um preço garantido de pelo menos 80% da tarifa de fornecimento de energia média cobrada dos consumidores finais.</i>				
<i>A Portaria do MME 45/2004 estabeleceu uma Licitação para escolha dos projetos e assinatura dos PPAs foi concluída pela ELETROBRAS no final de junho de 2004.</i>				
<i>A criação do PROINFA indicou claramente que, sem suporte específico, projetos envolvendo a implementação de usinas usando fontes de energia renováveis para gerar eletricidade dificilmente seriam implementados de outra forma. Obviamente, se o ambiente relacionado a investimento no clima, acesso à tecnologia e financiamento fosse favorável a geração de eletricidade renovável no Brasil no momento, o PROINFA não existiria.</i>				
<i>De acordo com o Glossário de Termos do MDL, "data de início" no contexto de uma atividade de projeto do MDL é:</i>				
<i>"... a primeira data de implementação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto do MDL".</i>				
<i>Portanto, no contexto de pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta, a assinatura do PPA de acordo com o PROINFA é considerada como "data de início" do projeto.</i>				

De acordo com a cláusula 16, 5º parágrafo, do PPA PROINFA, no caso de não realização do fornecimento de eletricidade, os donos do projeto (SPCs) pagarão o valor pela eletricidade acordado para 20 anos (cláusula 8) para o preço subsidiado estabelecido no contrato (cláusula 10) considerando ajuste da inflação (cláusula 12) para penalidades contratuais.

Concluindo, vários passos são necessários para se construir pequenas centrais hidrelétricas, como o contrato de financiamento, que só pode ser obtido após a assinatura do Contrato de Compra e Venda de Energia. Portanto, se o dono do projeto decidir não construir a usina após a assinatura do PPA existiriam as penalidades relevantes.

Desta forma, o desenvolvedor do projeto se comprometeu com os termos do contrato presumido que pequenas centrais hidrelétricas fossem ser de fato implementadas. Portanto, esta deve ser considerada como data de início do projeto.

Os PPs também anexaram a esta resposta as Portarias ANEEL autorizando início de operação de pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta.

**Documentação fornecida pelo participante do projeto**

Portarias ANEEL autorizando início de operação de pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta.

**Avaliação da EOD**

Data: 21/03/2016

O DCP versão 3 /1/ foi revisado para incluir explicações sobre como contratos PPA estão em conformidade com a definição de data de início do projeto fornecida pelo Glossário de Termos da MDL. Esta CL foi encerrada.

<b>CL ID</b>	6	<b>Seção nº.</b>	A.3, D.7	<b>Data:</b>	20/09/2015
--------------	---	------------------	----------	--------------	------------

**Descrição da CL**

As capacidades instaladas observadas durante visita ao local para todas as PCHs são maiores do que as verificadas pela ANEEL e são diferentes da descrição no DCP. Adicionalmente, evidências da descrição das linhas de transmissão na seção A.3 do DCP não foram fornecidas para nenhuma das PCHs desta atividade de projeto.

**Resposta do participante do projeto**

Data: 22/12/2015

Considerando as discrepâncias entre a capacidade instalada observada na visita ao local (etiqueta de equipamentos) e documentação da ANEEL, os PPs esclarecem que as diferenças são devido a disponibilidade de equipamentos no momento da compra e redução dos custos/investimentos do projeto. No caso de usinas hidrelétricas, turbinas e geradores não são fabricados para um projeto específico ("customizados") como no caso de adaptação posterior. Portanto, equipamentos e estrutura padrão disponíveis são usados ao invés de equipamentos específicos customizados para um projeto com maior custo. A leve diferença na capacidade instalada entre a soma de unidades geradoras instaladas no local do projeto e as autorizadas pela ANEEL é bem conhecida no mercado e aceitável pela ANEEL.

De acordo com ACM0002, capacidade instalada é a "capacidade de geração de energia instalada de uma unidade de potência é a capacidade expressa em Watts ou um de seus múltiplos, para a qual uma unidade de potência foi projetada para operar em condições nominais. A capacidade de geração de energia instalada de uma usina é a soma das capacidades de geração de energia instaladas de suas unidades de potência". Considerando a definição de ACM0002, a capacidade instalada das PCHs foi revisada na nova versão do DCP (versão 2) com base na capacidade instalada dos equipamentos.

Adicionalmente, a geração de eletricidade estimada apresentada no DCP foi revisada considerando a energia assegurada das pequenas centrais hidrelétricas (e não a quantidade acordada no PPA). Consequentemente, o cálculo de reduções de emissões também foi revisado.

Toda evidência documentada relacionada a capacidade instalada e energia assegurada está disponível ao público conforme apresentado na planilha RCE e no DCP.

**Documentação fornecida pelo participante do projeto**

Evidência relacionada a propriedade de pequenas centrais hidrelétricas também está disponível ao público na Agência Nacional de Energia Elétrica:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=5&fase=3>

**Avaliação da EOD**

Data: 21/03/2016

O DCP revisado versão 3 considerou a definição de ACM0002, e as capacidades instaladas de PCHs foram revisadas com base na capacidade instalada dos equipamentos. Esta CL foi encerrada.

<b>CL ID</b>	7	<b>Seção nº.</b>	B.6.2; D.8; D.8.7	<b>Data:</b>	20/09/2015
--------------	---	------------------	-------------------	--------------	------------

**Descrição da CL**

O PP não forneceu evidências de que a área dos reservatórios de Piranhas e Ponte Alta foram medidas na superfície dos reservatórios com capacidade total, conforme solicitado por ACM0002 versão 13. A documentação da ANEEL usada para verificar a área dos reservatórios para as outras usinas, despachos Nº 2.755, Nº 2.6 88 e Nº 392 /13//14/ /60/, não apresentam estas informações.

**Resposta do participante do projeto**

Data: 22/12/2015

Evidências documentadas relacionadas a áreas de reservatório de pequenas centrais hidrelétricas foram fornecidas pelas usinas através de engenharia de Projeto Básico e foram anexadas a esta resposta, Estas evidências documentam as áreas máximas de reservatório (N.A. máx.) foram medidas na superfície de reservatórios com capacidade máxima (área inundada), conforme solicitado por ACM0002 versão 16.

Tabelas apresentadas nas seções B.6.2 e B.7.1 foram revisados de acordo com ACM0002 e as "Diretrizes para preencher o Formulário do Documento de Projeto".

**Documentação fornecida pelo participante do projeto**

Engenharia de Projeto Básico fornecido pelas usinas

**Avaliação da EOD**

Data: 21/03/2016

Evidências relacionadas a áreas de reservatório de todas as pequenas centrais hidrelétricas foram fornecidas. Esta CL

<i>foi encerrada.</i>			
<b>CL ID</b>	8	<b>Seção nº.</b>	B.5; D.8.6
<b>Descrição da CL</b>			<b>Data:</b> 20/09/2015
<i>Evidências do ano de início de operação das PCHs relatado na tabela 5, seção B.5 do DCP não foram fornecidas.</i>			
<b>Resposta do participante do projeto</b>			<b>Data:</b> 22/12/2015
<i>Evidências documentadas relacionadas ao início da operação de pequenas centrais hidrelétricas está disponível ao público no website da ANEEL abaixo: Informações sobre início de operações podem ser encontradas na tabela 7, seção B.5, versão 3.0 do DCP.</i>			
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>			
<i><a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20083987.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20083987.pdf</a> <a href="HTTP://WWW.ANEEL.GOV.BR/CEDOC/DSP20084769.PDF">HTTP://WWW.ANEEL.GOV.BR/CEDOC/DSP20084769.PDF</a> <a href="HTTP://WWW.ANEEL.GOV.BR/CEDOC/DSP2009424.PDF">HTTP://WWW.ANEEL.GOV.BR/CEDOC/DSP2009424.PDF</a> <a href="HTTP://WWW.ANEEL.GOV.BR/CEDOC/DSP20071754.PDF">HTTP://WWW.ANEEL.GOV.BR/CEDOC/DSP20071754.PDF</a> <a href="HTTP://WWW.ANEEL.GOV.BR/CEDOC/DSP20062921.PDF">HTTP://WWW.ANEEL.GOV.BR/CEDOC/DSP20062921.PDF</a></i>			
<b>Avaliação da EOD</b>			<b>Data:</b> 21/03/2016
<i>Os links fornecidos foram considerados como evidência satisfatória do início da operação das PCHs. Esta CL foi encerrada.</i>			

Tabela 2. CAR desta validação

<b>CAR ID</b>	01	<b>Seção nº.</b>	A.1.2, D.6
<b>Descrição da CAR</b>			<b>Data:</b> 20/09/2015
<i>O DCP não foi preenchido de acordo com as "Diretrizes para Documento de Projeto (MDLDCP)" mais recentes, versão 01.0 Por exemplo, o DCP foi preenchido com algumas informações em português, o formato das datas não está de acordo com as "Diretrizes" (ver data de conclusão do DCP) e algumas seções foram equivocadamente adicionadas ao DCP (ver a seção A.3. intitulada "Participantes do Projeto" na página 3 do DCP versão 1). O DCP deve ser preenchido em inglês, usando o mesmo formato, sem modificar a fonte, títulos ou logotipo e sem qualquer alteração no formulário.</i>			
<b>Resposta do participante do projeto</b>			<b>Data:</b> 22/12/2015
<i>De acordo com a decisão 17/CP.7, parágrafo 6 (c) (i), atividades de projeto em pequena escala, no caso de projetos de energia renovável, são atividades de projeto com capacidade máxima de saída equivalente a até 15 megawatts: <a href="https://MDL.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01_abbr.pdf">https://MDL.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01_abbr.pdf</a> Conforme descrito no DCP (versão 1), a atividade de projeto proposta inclui cinco (5) pequenas centrais hidrelétricas resultando em capacidade instalada maior que 15 MW. Portanto, ACM0002 "Geração de Eletricidade Conectada à Rede a partir de Fontes Renováveis" foi aplicada, desta forma as "Diretrizes para preencher o Documento de Projeto para atividades de projeto do MDL em pequena escala" não se aplicam à atividade de projeto proposta. Apesar das informações mencionadas acima o DCP foi revisado para considerar apenas informações em inglês e aplicando as "Diretrizes para preencher o Documento de Projeto" (versão 1.0). Consulte a segunda versão do DCP. Segunda resposta do PP: O DCP versão 4.1 estava aplicando a última versão do modelo DCP foi corrigido para DCP versão 3.0 e foi incluído no PDD, e o nome do arquivo foi corrigido para "PDD v3.0 2016 01 19-form 06 Brookfield.</i>			
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>			
<i>DCP revisado</i>			
<b>Avaliação da EOD</b>			<b>Data:</b> 21/03/2016
<i>DCP versão 4.1 aplica a versão mais recente do modelo do DCP. Entretanto, a versão e data de preenchimento do DCP declaradas na capa são versão 2.0 e não 4.1 como no nome do arquivo word "DCP v 4.1 2015 12 21 form 05 Brookfield". Esta CAR permanece aberta. A versão do DCP aplica a versão mais recente do modelo do DCP e o PP corrigiu o número da versão do documento. Esta CAR foi encerrada.</i>			

<b>CAR ID</b>	02	<b>Seção nº.</b>	A.2.1, D.4, D.6
<b>Descrição da CAR</b>			<b>Data:</b> 20/09/2015
<i>Seções A.1 A.2.4, A.4. e A.5 do DCP não foram preenchidas de acordo com as "Diretrizes para Documento de Projeto (MDL-DCP)" versão 01.0. Por exemplo, a seção A.1 do DCP não descreve claramente o objetivo da atividade de projeto ou explica como ela reduzirá emissões de GEE (conforme solicitado pela "Norma de Projeto" mencionada nas "Diretrizes") ou uma breve descrição da linha de base conforme exigido pelas próprias "Diretrizes". Além disso, o DCP não explica como as alegações de desenvolvimento sustentável demonstram que a atividade de projeto contribui para o desenvolvimento sustentável. Evidências também não estavam disponíveis.</i>			
<b>Resposta do participante do projeto</b>			<b>Data:</b> 22/12/2015
<i>Como mencionado na resposta do Participante do Projeto (PP) em CAR 1, as "Diretrizes para preencher o Documento de Projeto para atividades de projeto do MDL em pequena escala" não se aplicam à atividade de projeto proposta, pois é um projeto em grande escala. Portanto, o DCP foi revisado de acordo com as "Diretrizes para preencher o Documento de Projeto" e a "Norma de Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo". Informações sobre como a redução de emissão de GEE é atingida através da implementação da atividade de projeto e sua contribuição para desenvolvimento sustentável, além do</i>			

<i>cenário de linha de base foram inclusos no DCP (versão 2).</i>	
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>	
<i>DCP revisado</i>	
<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
DCP versão 3 aplica a versão mais recente do modelo do DCP. Esta CAR foi encerrada.	

<b>CAR ID</b>	03	<b>Seção nº.</b>	A.4	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<i>Os participantes do projeto listados na seção A.4 do DCP versão 1, não estão de acordo com o Apêndice 1. A tabela da seção A.4. também não indica se alguns dos participantes são companhias públicas ou privadas. Além disso, algumas vezes foi indicado que a Parte envolvida desejava ser considerada como Participante do Projeto e outras que não desejava ser considerada uma PP.</i>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<i>A capa, seção A.4 e Anexo 1 do DCP foram revisados para indicar os Participantes do Projeto para a atividade proposta. Consulte a segunda versão do DCP.</i>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<i>DCP revisado</i>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
A versão mais recente do DCP foi adequadamente revisada. A Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS é uma sociedade pública e as outras são sociedades privadas. A Parte não é considerada Participante do Projeto. A Tabela 4 corresponde ao Apêndice 1. <i>Esta CAR foi encerrada.</i>				

<b>CAR ID</b>	04	<b>Seção nº.</b>	A.4, D.5	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<i>O PP não apresentou o F-MDL-MOC preenchido nem as evidências de suporte relacionadas para permitir à EOD verificar pessoas jurídicas e físicas de acordo com os parágrafos de 53 a 58 da VVS.</i>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<i>F-MDL-MOC foi anexado a esta resposta juntamente com evidência documentada confirmando que representantes das companhias listadas no F-MDL-MOC estão autorizados a assinar em nome das mesmas.</i>				
<i>Segunda resposta do PP: Os documentos das MOC e evidências de que representantes legais desta companhia estão autorizados a assinar em nome da Brasil PCH foram recebidos e anexados a esta resposta. F-MDL-MOC foi atualizado e evidência documentada que confirma o espécime de assinaturas no F-MDL-MOC foram anexados a esta resposta.</i>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<i>DCP revisado</i>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<i>O PP apresentou as MOC e evidências confirmando que representantes das companhias estão autorizados a assinar em nome da companhia (Eletrobrás: RES-811/2013, datada de 14/11/2013, nomeando a Sra. Lilian Laubenbacher Sampaio e o Sr. Jorge de Oliveira Camargo como representantes da Eletrobrás para atua junto à UNFCCC, assinando os documentos, etc. &lt;Eletrobras_Representantes assinatura.pdf&gt; Entretanto, o PP não forneceu evidências de que os representantes Sr. Andre Flores Rodrigues e Sr. Andre Luiz Duarte Meireles para as sociedades de propósito específico estão autorizados a assinar em nome da Brookfield. Esta CAR continua em aberto. O MOC e evidências de que representantes legais estão autorizados a assinar em nome da Brookfield foram fornecidos. Esta CAR foi encerrada.</i>				

<b>CAR ID</b>	05	<b>Seção nº.</b>	A.5	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<i>O DCP versão 1 declara que a vida útil de operação esperada para a atividade de projeto é de 25 anos. Nenhuma evidência da vida útil operacional declarada para cada uma das usinas foi fornecida à equipe de avaliação nem foi declarado no PPD, conforme exigido pela "Ferramenta para determinar a vida útil restante de equipamentos".</i>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<i>De acordo com as "Diretrizes para preencher o Formulário do Documento de Projeto", seção C.1.2 a vida útil operacional esperada para a atividade de projeto deve ser declarada em anos e meses. Conforme descrito no DCP, a atividade de projeto proposta aplica ACM0002. Apesar de ACM0002 não mencionar a "Ferramenta para determinar a vida útil restante de equipamentos", o PP decidiu usá-la para determinar a vida útil operacional da atividade de projeto conforme exigido pela EOD.</i>				
<i>Como a vida útil operacional de um projeto está diretamente relacionada a vida útil dos equipamentos, esta foi considerada como vida útil operacional da atividade de projeto proposta para esta análise.</i>				
<i>De acordo com a ferramenta mencionada acima, o PP pode usar uma das seguintes opções para determinar a vida útil (restante) dos equipamentos:</i>				
<i>Use informações do fabricante sobre a vida útil técnica dos equipamentos e compare com a data do primeiro comissionamento;</i>				
<i>Obtenha avaliação especializada;</i>				

Use valores padrão.

Como a atividade de projeto proposta inclui cinco (5) pequenas centrais hidrelétricas com diferentes fabricantes de equipamentos a opção (a) não é uma alternativa viável.

Ao analisar a opção (b), o Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação foi considerado. Este estudo foi elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), Centro de Estudos em Recursos Naturais e Energia ("CERNE") e Escola Federal de Engenharia de Itajubá ("EFEI").

**Tabela 1 – Vida útil de equipamentos / instalações hidrelétricas com base no estudo da ANEEL, CERNE e EFEI**

Equipamentos	Vida útil (anos)
Gerador	30
Instalação da casa de força	50
Conduto forçado	30
Barragem	50
Reservatório	45-100
Turbina hidráulica	40
Equipamentos de captação de água	30
Estrutura de captação de água	50

Com relação a opção (c), o PP analisou dados padrão de acordo com regulamentos do setor elétrico. [Resolução ANEEL 367](#) datada de 2/06/2009 aprova o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico ("MPCSE") a ser usado para redes elétricas, entidades autorizadas e companhias elétricas autorizadas que tenham bens e instalações que possam ser revertidos para o governo federal, como é o caso de pequenas centrais hidrelétricas no fim da concessão/autorização. O principal objetivo do MPCSE é avaliar ativos e mercadorias e instalações elétricas dentro das fronteiras brasileiras.

[Resolução ANEEL 474](#) datada de 7/02/2012 estabelece novas taxas de depreciação para o MPCSE conforme apresentado na tabela abaixo.

**Tabela 2 – Vida útil de equipamentos / instalações hidrelétricas com base na Resolução ANEEL nr. 474/2012**

Equipamentos	Vida útil (anos)
Gerador	30
Instalação da casa de força	50
Conduto forçado	32
Barragem	50
Reservatório	50
Turbina hidráulica	40
Equipamentos de captação de água	27
Estrutura de captação de água	35-50

De acordo com a "Ferramenta para determinar a vida útil restante do equipamento" "para atividades de projeto que envolvam vários equipamentos, participantes do projeto podem determinar a vida útil restante de cada equipamento ou determinar a vida útil restante como a mais conservadora de todas aplicando qualquer uma das opções (a) a (c)". Portanto, a vida útil considerada como vida útil técnica da atividade de projeto é vinte e sete (27) anos, isto é, a vida útil mais conservadora dos equipamentos analisados de acordo com as opções (b) e (c).

Considerando as explicações acima, a seção C.1.2 foi revisada para considerar uma vida útil de 27 anos para a atividade de projeto e a seção A.3 foi revisada para incluir a vida útil de equipamentos/instalações hidrelétricas. Consulte a segunda versão do DCP.

#### Documentação fornecida pelo participante do projeto

Vida útil de equipamentos / instalações hidrelétricas com base na Resolução ANEEL nº 474/2012

**Avaliação da EOD** **Data:** 21/03/2016

A vida útil operacional esperada para a atividade de projeto é 27 anos (0 meses), considerada razoável. O DCP revisado descreve a vida útil do projeto de acordo com a Resolução ANEEL nº 474 datada de 07/02/2012, descrita no anexo disponível em [http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367\\_2.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2.pdf), acessado em 02/07/2014.

*Esta CAR foi encerrada.*

<b>CAR ID</b>	06	<b>Seção nº.</b>	B.1.2, D.8.6	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
O DCP versão 1 não usa a ferramenta mais recente disponível para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico nem a ferramenta mais recente disponível para demonstração e avaliação de adicionalidade. Além disso títulos das ferramentas não foram relatados de forma exata no DCP versão 1.				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
O DCP foi revisado para aplicar as versões mais recentes da metodologia ACM0002 e das ferramentas mencionadas. Os títulos também foram corrigidos. Consulte a segunda versão do documento. <i>Segunda resposta dos PPs</i> O DCP foi revisado e atualizado com as ferramentas mais recentes disponíveis para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade (versão 5) e ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar adicionalidade (versão 6). Consulte a terceira versão do DCP.				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
O DCP foi revisado considerando a versão atualizada da metodologia. Entretanto o DCP mais recente nem usa a				

ferramenta mais recente disponível para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade (versão 5) nem a ferramenta combinada mais recente disponível para identificar o cenário de linha de base e demonstrar adicionalidade (versão 6).

Esta CAR continua em aberto.

A versão mais recente do DCP foi revisada e as últimas ferramentas disponíveis foram usadas. Esta CAR foi encerrada.

<b>CAR ID</b>	07	<b>Seção nº.</b>	B.2, D.8	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>A Seção B.2. do DCP versão 1 não especifica se reservatórios são do tipo fio d'água ou de acumulação. Além disso, não informa se reservatórios são novos ou já existentes, únicos ou múltiplos, com aumento ou sem mudança do volume de água. Como o PP calculou a densidade de potência no DCP, a equipe de validação entende que são reservatórios novos ou existentes com mudança no volume de água, mas isto, além das informações de se são únicos ou múltiplos, fio d'água ou de acúmulo deve ser claramente declarado e evidenciado na seção B.2 do DCP.</p> <p>O DCP não justificou toda a condição de aplicabilidade da metodologia. A documentação inclusa no Apêndice 3 do DCP não foi fornecida à equipe de validação.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>A Seção B.2 do DCP foi revisada para incluir condições de aplicabilidade da versão mais recente de ACM0002 e como a atividade de projeto proposta cumpre com estas condições de aplicabilidade. Consulte a segunda versão do documento.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O DCP revisado descreve as condições de aplicabilidade da metodologia ACM0002. Usinas são inteiramente novas com reservatório único novo. Esta CAR foi encerrada.</p>				

<b>CAR ID</b>	08	<b>Seção nº.</b>	B.5, D.8.5	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>De acordo com a "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade" versão 07.0.0 /51, parágrafo 8, atividades de projeto que aplicam esta ferramenta no contexto do metodologia consolidada aprovada ACM0002, só precisam identificar que há pelo menos uma alternativa confiável e viável que seria mais atraente do que a atividade de projeto proposta.</p> <p>O cenário de linha de base é descrito na metodologia aplicada e nenhuma análise adicional é exigida, de acordo com o parágrafo 115 da VVS. O DCP versão 1 descreveu corretamente o cenário de linha de base na seção B.4. Entretanto, a seção B.5 do DCP versão 1 não parece aplicar este requisito e uma lista de diferentes alternativas (incluindo investimento em títulos, mercados de ações ou outros que não fornecem serviços similares à atividade de projeto) foi relatada ao aplicar o passo 1 da "Ferramenta".</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>A seção B.5 do DCP foi revisada para aplicar a versão mais recente da "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade". Consulte a versão mais recente do documento.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O DCP foi adequadamente revisado. O cenário de linha de base não foi descrito de acordo com a metodologia ACM0002.</p> <p>De acordo com a VVS parágrafo 122, onde o cenário de linha de base é previsto na metodologia aprovada, nenhuma análise adicional é exigida. Esta CAR foi encerrada.</p>				

<b>CAR ID</b>	09	<b>Seção nº.</b>	B.5, D.8.5	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>O DCP versão 1 seção B.5 menciona o Decreto Nº. 5025 de 30/03/2004 que menciona que o PROINFA também pretende reduzir emissões de GEE de acordo com os termos do Protocolo de Kyoto e a UNFCCC.</p> <p>O DCP não explicou de forma transparente ou forneceu evidência de que os benefícios de MDL foram um fator decisivo na decisão de continuar com a atividade de projeto conforme exigido pelo parágrafo 108 (a) da VVS. Ou seja, quem tomou as decisões sobre o projeto e como os benefícios do MDL afetaram sua decisão de continuar com a atividade de projeto. De acordo com o DCP página 14, parágrafo c do item I do Artigo 16 do Decreto nº. 5025 de março de 2004, conforme aditado pelo Decreto nº. 5882 de agosto de 2006, prevê o uso de recursos do MDL como componente para formação da conta PROINFA usada para pagamento de compra de energia de projetos contratados pelo Programa. Entretanto, ao examinar Decretos Nº. 5025 e Nº. 5882 a equipe de validação observou apenas que o Decreto aditado afirma que rendimentos do MDL são administrados pela Eletrobrás na conta PROINFA e que a Eletrobrás é responsável pelo pagamento de produtores de energia do programa. O Artigo 16 do Decreto não diz explicitamente que os benefícios do MDL serão usados para pagar a compra de energia dos projetos contratados pelo Programa, conforme declarado no DCP páginas 14 e 15. Adicionalmente o aditamento do Decreto Nº. 5025 através do Decreto Nº 5882 só foi realizado em 2006, depois da data de início alegada para a Atividade de Projeto no DCP versão 1 (30/06/2004). Adicionalmente, sobre a data de início da atividade de projeto o PP não demonstrou evidências de conhecimento do MDL antes da data de início do projeto.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015

<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>	
<i>Linha do tempo de eventos para demonstrar que ações contínuas e reais foram tomadas para garantir o status do MDL.</i>	
<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
P PP incluiu uma linha do tempo no DCP revisado, com evidências para demonstrar consideração do MDL, já que a data de início do projeto é anterior a agosto de 2008. <i>Esta CAR foi encerrada.</i>	

<b>CAR ID</b>	10	<b>Seção nº.</b>	D.8.6	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p><i>A demonstração das oito barreiras mencionadas no DCP não está em conformidade com a Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade versão 07.0.0, as Diretrizes para Demonstrações de Objetivos e Avaliação de Barreiras versão 01 e as “Diretrizes para preencher o formulário do documento de projeto” versão 1.</i></p> <p><i>Com relação a barreira intitulada “Quadro Regulatório para Energia Renovável frente a Proinfa e MDL” o DCP menciona alguns regulamentos que teriam minimizado algumas das barreiras. Nenhuma argumentação ou barreira específica foi apresentada.</i></p> <p><i>Com relação a barreira intitulada “Tipicidade e Restrições de Contratos de Compra e Venda de Energia” o DCP menciona maior competitividade de usinas termelétricas de gás natural com relação a tecnologias renováveis, devido aos benefícios para o setor termelétrico de acordo com o Programa Prioritário de Termelétricidade do governo brasileiro estabelecido em 2000 /57/ durante a grave crise da energia no Brasil. De acordo com a VVS versão 3 parágrafo 93 (a) “Políticas ou regulamentos nacionais e/ou setoriais que fornecem vantagens em comparação com tecnologias ou combustíveis de emissão intensiva sobre tecnologias ou combustíveis de emissão menos intensiva, também conhecidas como políticas que aumentam emissões de GEE e são chamadas de tipo E+. Para este tipo de políticas ou regulamentos nacionais e/ou setoriais, somente aqueles implementados antes da adoção do Protocolo de Kyoto pela COP (decisão 1/CP.3 de 11 de dezembro de 1997) deve ser levado em consideração ao identificar um cenário de linha de base. Se tais políticas nacionais e/ou setoriais estivessem implementadas desde a adoção do Protocolo de Kyoto o cenário de linha de base se referiria a uma situação hipotética, sem instauração de políticas ou regulamentos nacionais e/ou setoriais. Portanto, esta política não pode ser considerada ao analisar a barreira ao identificar o cenário de linha de base.</i></p> <p><i>A suposta barreira número 3 intitulada “Fundos de financiamento” começa no DCP versão 1 descrevendo as barreiras causadas pela crise internacional e o ambiente macroeconômico doméstico do setor de energia do Brasil. Entretanto, parece que barreiras são comuns tanto para a atividade de projeto sendo implementada quanto para o cenário alternativo estabelecido pela metodologia, apesar de usinas termelétricas desta última terem incentivos introduzidos em 2000 o que, conforme visto acima na barreira chamada de “Tipicidade e Restrições de Contratos de Compra e Venda de Energia”, serem consideradas políticas E+ e somente aquelas implementadas antes da adoção do Protocolo de Kyoto por COP (decisão 1/CP.3 de 11 de dezembro de 1997) podem ser levadas em consideração ao identificar o cenário de linha de base. Adicionalmente parece que o DCP tenta explicar uma barreira ao investimento, entretanto não declara explicitamente qual é a barreira para o tipo de atividade de projeto.</i></p> <p><i>A equipe de validação entende que todas as supostas barreiras número 4 (“Condições de Precificação e Prazo de Venda de Energia”), número 5 (“Custos de Transação e Condições de Pedido de ONS”), número 6 (Vantagens de custo absoluto em favor de tecnologias de maior escala na matriz elétrica nacional” – observe também que nesta seção do DCP o PP parece confundir energia eólica com geração de energia de PCH) e número 8 (“Redução de barreiras tecnológicas...”) podem ser monetizadas e, portanto, sua demonstração deve seguir a orientação 4 das Diretrizes para Demonstração Objetiva e Avaliação de Barreiras. De acordo com esta orientação, elas não devem ser identificadas como barreiras à implementação do projeto durante análise de barreiras, mas devem ser consideradas na estrutura de análise de investimento.</i></p> <p><i>Com relação a suposta barreira número 7 (“Redução do Risco através do MDL e PROINFA”) não ficou claro e não foi evidenciado no DCP versão 1 como os riscos citados representam um barreira específica para o tipo de projeto que está sendo implementado.</i></p> <p><i>Adicionalmente, esta seção do DCP fala sobre como o PROINFA alivia estes riscos, porém o papel do MDL em aliviar barreiras (que é o real requisito da ferramenta de adicionalidade e das diretrizes para demonstração objetiva e avaliação de barreiras) não foi justificado e evidenciado de forma transparente.</i></p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p><i>A demonstração de adicionalidade foi revisada de acordo com o passo 2 “Análise de Investimento” da versão mais recente da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” (versão 7.0.0) e das “Diretrizes de avaliação de análise de investimento” (versão 5). Consulte a segunda versão do documento. Os PPs também anexaram planilhas do fluxo de caixa do projeto e cálculo de referências e a respectiva evidência documentada.</i></p>				

<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>	
<b>Avaliação da EOD</b>	
<b>Data:</b> 21/03/2016	
A análise de barreiras foi excluída do DCP revisado. O DCP versão 2 aplica a análise de investimento. <i>Esta CAR foi encerrada.</i>	

<b>CAR ID</b>	11	<b>Seção nº.</b>	B.4.6.2, D.8.6	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<i>As datas da decisão de investir de cada usina não foram fornecidas pelo PP.</i>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015

A decisão de investir na atividade de projeto proposta é considerada como “data de início”, pois os patrocinadores do projeto se comprometeram a fornecer a quantidade de eletricidade acordada nos PPAs, senão incorrerão nas penalidades relevantes estabelecidas no contrato.

**Documentação fornecida pelo participante do projeto**

**Avaliação da EOD** **Data:** 21/03/2016

O PP considerou a assinatura do Contrato de Compra e Venda de Energia como data do início do projeto.  
Termos/penalidades do PPA podem ser considerados como compromisso firme e ação real dos PPs com relação a implementação do projeto e despesas relacionadas. Esta CAR foi encerrada.

**CAR ID** 12 **Seção nº.** B.4.6.4, D.8.6 **Data:** 20/09/2015

**Descrição da CAR**

*Os argumentos sobre prática comum apresentados no DCP seção B.5 não seguem o parágrafo 57 da Ferramenta para Demonstração e Avaliação de Adicionalidade versão 07.0.0 nem as Diretrizes de Prática Comum versão 02.0. Apresentar argumentos sobre prática comum descrevendo como cada etapa da “Ferramenta” e da “Diretriz” são aplicadas, fornecendo evidências e o resultado de cada etapa, conforme exigido pelas “Diretrizes para preencher o formulário do documento de projeto” versão 1.*

**Resposta do participante do projeto** **Data:** 22/12/2015

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, as “Diretrizes de prática comum” devem ser aplicadas durante realização da análise de prática comum.

Portanto, a análise de prática comum foi revisada na nova versão do DCP (versão 2) de acordo com a versão mais recente da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” (versão 7.0.0) e as “Diretrizes de prática comum” (versão 2.0) conforme descrito acima.

Planilha com informações de prática comum foram anexadas a esta resposta.

**Documentação fornecida pelo participante do projeto**

*Planilha de análise de prática comum*

**Avaliação da EOD** **Data:** 21/03/2016

A análise de prática comum foi revisada na segunda versão do DCP de acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” (versão 7.0.0) e as “Diretrizes de prática comum” (versão 2.0). Entretanto, na análise de prática comum (tabelas 13 e 14) a faixa considerada foi entre 6,50 e 33,75 MW. Entretanto, é declarado que por motivos de conservadorismo, as faixas mais baixas e mais altas foram consideradas como 46,25 MW e 138,75 MW. Esta CAR continua em aberto.

A faixa considerada foi corrigida na terceira versão do DCP. Esta CAR foi encerrada.

**CAR ID** 13 **Seção nº.** D.8.7 **Data:** 20/09/2015

**Descrição da CAR**

*A opção para cálculo de EGPJ,y aplicado na atividade de projeto não foi documentada no DCP versão 1, seção B.6.1, conforme exigido pela página 11 da metodologia aplicada e na seção B.6.1 das “Diretrizes para preencher o formulário do documento de projeto” versão 1.*

*Além disso, o DCP versão 1 não descreve os métodos usados pela AND brasileira para calcular o fator de emissão daquela mesma seção. Adicionalmente, não há registro nas seções B.6.1 e B.6.3 sobre se BM e OM foram calculados ex-post ou ex-ante de acordo com as Diretrizes.*

**Resposta do participante do projeto** **Data:** 22/12/2015

*O DCP foi revisado para incluir explicações sobre as escolhas de metodologia e suposições para cálculo do parâmetro EGPJ,y de acordo com as “Diretrizes para preencher o formulário do documento de projeto” e de acordo com ACM0002. O PP esclarece que dados publicados pela AND brasileira foram considerados ao determinar o fator de emissão de CO2 da rede. No caso da margem de operação (OM), a AND brasileira considera a opção (c) “OM de análise de dados de despacho” que se aplica a dados históricos e portanto exige monitoramento a cada hora. Portanto, dados ex-post antigos são usados na atividade de projeto proposta. Descrição detalhada com relação a escolhas e equações do fator de emissão de CO2 da rede foi inclusa no DCP (versão 2).*

*Segunda resposta dos PPs*

*O DCP foi corrigido e suposições para cálculo do parâmetro EGPJ,y de acordo com as “Diretrizes para preencher o Formulário do Documento de Projeto” e de acordo com ACM0002.*

*O fator de emissão no DCP foi corrigidos e foram aplicados dados da AND brasileira de 2014.*

*Consulte a terceira versão do DCP e a planilha Eletrobras\_Estimated CERs\_v.3.0\_2016.01.19 brookfield (fator de emissão de 2014).*

**Documentação fornecida pelo participante do projeto**

*DCP revisado e a planilha Eletrobras\_Estimated CERs.*

**Avaliação da EOD** **Data:** 21/03/2016

DCP foi revisado e incluiu as suposições para o cálculo de EGPJ, y. No entanto, para o fator de emissão no DCP, que é o estado que o projeto, está aplicando os dados do DNA brasileira a partir de 2013.

Na planilha de RCE, os dados de 2014 são usados. O parâmetro EFgrid, CM, y é calculado como 0,4400 tCO2e / MWh, mas na tabela da seção e B.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados é calculado como 0.4322 tCO2e / MWh.

Esta CAR permanece aberta.

Na terceira versão do PDD e na planilha CER foi calculado o fator de emissão com base em dados de 2014, que é a última disponível público. Este CAR está fechado

<b>CAR ID</b>	14	<b>Seção nº.</b>	B.7.1, D.8.7	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>Maiores explicações quanto a incertezas de geração da atividade de projeto são necessárias, pois não ficou claro para quem o excedente de eletricidade gerada de acordo e acima dos contratos (se ocorrer) será vendido ou como se lidará com o excedente de eletricidade gerado. Estas questões não ficaram claras nas seções adequadas do DCP (B.5., B.6.3. e B.7).</p> <p>Além disso, planilhas RCEs apresentadas pelo PP à equipe de validação não contem as fórmulas usadas e o DCP não especifica o ano dos dados usados pela AND brasileira para o fator de emissão, conforme exigido pela Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico versão 3.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>Considerando os comentários da EOD a eletricidade enviada a rede e, conseqüentemente a geração de emissões de geração foram revisados para aplicar a energia assegurada de usinas e não a quantidade estabelecida nos Contratos de Compra e Venda de Energia (PPAs) assinados. Consulte a segunda versão do DCP e da planilha RCE.</p> <p>Evidência documentada para energia assegurada está disponível ao público conforme apresentado na planilha RCE e no DCP (versão 2).</p> <p>Descrição detalhada das escolhas de metodologia e fontes de dados para cálculo do fator de emissão de CO<sub>2</sub> da rede foi incluída na segunda versão do DCP.</p> <p>Segunda resposta dos PPs O DCP foi corrigido e o cálculo do parâmetro EFgrid,CM,y foi modificado. O fator de emissão no DCP foi corrigidos e foram aplicados dados da AND brasileira de 2014. Consulte a terceira versão do DCP e a planilha Eletrobras_Estimated CERs_v.3.0_2016.01.19 brookfield (fator de emissão de 2014).</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado e a planilha Eletrobras_Estimated CERs.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O DCP foi revisado para considerar a energia assegurada aprovada pela ANEEL. Entretanto, para o fator de emissão no DCP afirma-se que o projeto está usando dados da AND brasileira de 2013. Na planilha RCEs foram usados dados de 2014. O parâmetro EFgrid,CM,y foi calculado como 0,4400 tCO<sub>2</sub>e/MWh mas na tabela da seção B.7.1. dados e parâmetros a serem monitorados foram calculados como 0,4322 tCO<sub>2</sub>e/MWh.</p> <p>Esta CAR continua em aberto.</p> <p>Na terceira versão do DCP e na planilha RCE o fator de emissão foi calculado com base em dados de 2014, que são os mais recentes disponíveis ao público. Esta CAR foi encerrada.</p>				
<b>CAR ID</b>	15	<b>Seção nº.</b>	B.6.3, D.8.7	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>Nem a seção B.6.1 nem a B.6.3 do DCP justificam os valores adotados para CapBL ou ABL. Adicionalmente as planilhas ERs não apresentam as fórmulas usadas no cálculo de PE. Todas as fórmulas em cálculos de ERs devem ser abertos para validação (isto é, auditoria) e todas as fontes de dados e suposições devem ser mencionadas no DCP seção B.6.3. Adicionalmente nem todas as planilhas ERs estão disponíveis em inglês.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>De acordo com a metodologia ACM0002, os parâmetros Cap<sub>BL</sub> e A<sub>BL</sub> foram considerados como zero (0) no caso de usinas hidrelétricas novas, o que é o caso da atividade de projeto proposta.</p> <p>Descrição detalhada do cálculo de emissões de linha de base, de projeto e vazamento foi incluída no DCP (versão 2). A planilha RCE também foi revisada.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP (versão 2). Planilha CERs.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O DCP versão 2 apresenta os parâmetros Cap<sub>BL</sub> e A<sub>BL</sub> de acordo com a metodologia aplicada.</p> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>				
<b>CAR ID</b>	16	<b>Seção nº.</b>	B.6.2, D.8.8	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>A seção B.6.2 não reflete os parâmetros ex-ante usados pelos PPs para cálculos ERs de acordo com a metodologia aplicada e as "Diretrizes para Documento de Projeto (MDL-DCP)" versão 01.0</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>A Seção B.6.2. do DCP foi revisada de acordo com as "Diretrizes para preenchimento do Formulário do Documento de Projeto". Consulte a segunda versão do documento.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>A Seção B.6.2. foi revisada de acordo com as "Diretrizes para preenchimento do Formulário do Documento de Projeto". Esta CAR foi encerrada.</p>				

<b>CAR ID</b>	17	<b>Seção nº.</b>	B.7.1, D.8.8	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
O plano de monitoramento descrito no DCP versão 1 não cumpre com os requisitos de ACM0002 versão 13 nem com as "Diretrizes para Documento de Projeto (MDL-DCP)" versão 01.0. Por exemplo, a metodologia aplicada exige que $EG_{facility,y}$ seja continuamente medido e registrado no mínimo mensalmente e a seção B.7.1 do DCP versão 1 declara apenas que a "frequência de monitoramento" deste parâmetro é mensal. Os parâmetros CAPPJ e APJ não estão inclusos na lista de parâmetros monitorados. Além disso alguns aspectos não foram claramente descritos na seção B.7.1 (por exemplo, não foi descrito como a energia importada da rede será monitorada, não ficou claro como PPs usarão o "recibo" para fazer verificação cruzada da eletricidade vendida) – nem na seção B.7.2 (isto é, os pontos de medição e localização de medidores – principal e reserva, o fato de que usinas são monitoradas a partir de um escritório central – como observado durante visita ao local) para cada PCH no DCP versão 1.				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
O DCP foi revisado para incluir uma descrição detalhada dos parâmetros monitorados exigidos por ACM0002. Consulte a segunda versão do documento.				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
Os parâmetros $CAP_{PJ}$ e $AP_J$ foram inclusos nos parâmetros monitorados. Para o parâmetro $EG_{facility,y}$ a metodologia exige "Verificação cruzada de resultados de medição com os registros de eletricidade vendida"				
O DCP foi revisado e a verificação cruzada é descrita de acordo com a metodologia, onde o parâmetro $EG_{facility,y}$ será monitorado usando medidor de energia bidirecional ou calculado com a diferença entre (a) a quantidade de eletricidade fornecida pela planta/unidade de projeto à rede; e (b) a quantidade de eletricidade da planta/unidade de projeto da rede. Esta CAR foi encerrada.				

<b>CAR ID</b>	18	<b>Seção nº.</b>	B.7.3, D.8.8	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
As seções B.7.2 e B.7.3 não foram preenchidas de acordo com os requisitos das: "Diretrizes para preencher o Documento de Projeto para atividades de projeto do MDL em pequena escala" versão 01.0.				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
O DCP foi revisado de acordo com as "Diretrizes para preencher o Formulário do Documento de Projeto". Consulte a segunda versão do documento.				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
O DCP foi revisado de acordo com as "Diretrizes para preencher o Formulário do Documento de Projeto". Esta CAR foi encerrada.				

<b>CAR ID</b>	19	<b>Seção nº.</b>		<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
O DCP versão 1 não indica de forma transparente as responsabilidades e arranjos institucionais para coleta, registro, arquivamento e relatório de dados, conforme exigido pelas "Diretrizes de Documento de Projeto (MDL-DCP)" versão 01.0 e ACM0002 versão 13.0.0. Também não ficou claro no DCP se "Todos os dados coletados como parte do monitoramento devem ser arquivados eletronicamente e mantidos por pelo menos dois anos após o fim do último período de créditos" de acordo com a página 15 de ACM0002 versão 13.0.0.				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
Informações relacionadas ao período de gravação de dados monitorados foram inclusas no DCP (versão 2) conforme exigido por ACM0002.				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
O DCP revisado descreve o período de arquivamento de acordo com a metodologia aplicada. Esta CAR foi encerrada.				

<b>CAR ID</b>	20	<b>Seção nº.</b>	B.7.3	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
Verificações cruzadas de dados exigidas por ACM0002 versão 13.0.0 não foram indicadas na seção B.7.1 nem claramente descritas na seção B.7.3.				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
Informações relacionadas a verificação cruzada de dados exigida por ACM0002 versão 13.0.0 foram incluídas no DCP (versão 2). Segunda resposta dos PPs Informações relacionadas a verificação cruzada de dados exigida por ACM0002 versão 16.0.0 foram incluídas no DCP (versão 3.0).				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016

A metodologia foi atualizada para a versão 16.0.0. Esta CAR permanece em aberto.  
O DCP versão 3 foi atualizado e verificações cruzadas de dados exigidas por ACM0002 foram incluídas. Esta CAR foi encerrada.

<b>CAR ID</b>	21	<b>Seção nº.</b>	C.1.1, D.9	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<i>A data de início do período de créditos definida no DCP versão 1 (01/01/2013) não está de acordo com a linha de tempo de validação.</i>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<i>A data de início do período de créditos foi revisada para a data esperada do registro de MDL, isto é, 01/01/2015. Consulte a segunda versão do DCP e a planilha Eletrobras_Estimated CERs. Segunda resposta dos PPs A data de início do período de créditos foi revisada para a data esperada do registro de MDL, isto é, 01/01/2017. Consulte a terceira versão da planilha Eletrobras_Estimated CERs e do DCP.</i>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<i>DCP revisado e planilha Eletrobras_Estimated CERs.</i>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<i>O DCP e planilha RCE foram revisados considerando a data de 01/01/2016, que ainda não está de acordo com a linha do tempo de validação. Esta CAR continua em aberto. A data de início e o período de crédito foram revisados para 01/01/2017. Esta CAR foi encerrada.</i>				

<b>CAR ID</b>	22	<b>Seção nº.</b>	D.1.1, D.10	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<i>A documentação referente a EIA realizada não foi fornecida pelo PP, para que a equipe de auditoria pudesse verificar se foi suficientemente descrita no DCP.</i>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
De acordo com a Resolução CONAMA nº. 1 datada de 23 de janeiro de 1986, o Estudo de Impacto Ambiental ("EIA") e o Relatório de Impacto Ambiental ("RIMA") são exigidos para emissão de licenças de projetos hidrelétricos com capacidade instalada maior que 10 MW.				
As Licenças de operação para pequenas centrais hidrelétricas mais recentes inclusas na atividade de projeto proposta são apresentadas na tabela abaixo. É importante mencionar que alguns projetos estão em processo de renovação de licença e portanto, de acordo com a Resolução CONAMA nº. 237/97, a validade da licença é prorrogada até manifestação da agência ambiental.				
Caçador: nº. do processo de renovação da LO 6836/2008 DL emitida em 09/12/2008 e válida até 09/11/12;				
Cotiporã: nº. do processo de renovação da LO 8374/2008 DL emitida em 11/11/2008 e válida até 10/11/2012;				
Linha Emília: nº. do processo de renovação da LO 325/2009-DL emitida em 01/20/2009 e válida até 19/01/2013;				
Piranhas: nº. do processo de renovação da LO 250/2008 emitida em 07/03/2008 e válida até 01/03/2009;				
Ponte Alta: nº. do processo de renovação da LO 486/2006 emitida em 12/20/2006 e válida até 09/08/2015;				
Licenças de Operação além da confirmação do recebimento da solicitação de renovação de licença foram anexadas a esta resposta.				
Como todas as pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta têm Licenças de Operação emitidas, todas tiveram que apresentar avaliação e estudo de impacto ambiental. Entretanto, PPs anexaram a esta resposta, estudos ambientais das pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta. Segunda resposta dos PPs				
Os estudos ambientais dos cinco projetos de pequenas centrais hidrelétricas foram fornecidos e anexados a esta resposta.				
Licenças de Operação além da confirmação do recebimento da solicitação de renovação de licença foram anexadas a esta resposta.				
Caçador: nº. do processo de renovação da LO 1838/2013 emitida em 01/04/2013 e válida até 01/04/2017;				
Cotiporã: nº. do processo de renovação da LO 1844/2013 - DL emitida em 01/04/2013 e válida até 01/04/2017;				
Linha Emília: nº. do processo de renovação da LO 1826/2013-DL emitida em 01/04/2013 e válida até 01/04/2017;				
Piranhas: nº. do processo de renovação da LO 621/2013 emitida em 25/03/2013 e válida até 25/03/2017;				
Ponte Alta: processo de renovação nº. 23/104906/2010, nº. da LO 486/2006 emitida em 12/20/2006 e válida até 09/08/2015;				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<i>Licenças de operação emitidas e estudos ambientais das pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta</i>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<i>O PP forneceu a licença de operação e o protocolo de renovação (se a licença de operação estiver vencida) para as PCHs. Entretanto a EIA entregue às agências ambientais para se obter as licenças não foram fornecidas. Esta CAR continua em aberto. Os estudos ambientais foram fornecidos e estão de acordo com a descrição do DCP. Esta CAR foi encerrada.</i>				

<b>CAR ID</b>	23	<b>Seção nº.</b>	D.1.3, D.10	<b>Data:</b> 20/09/2015
---------------	----	------------------	-------------	-------------------------

<b>Descrição da CAR</b>	
As licenças operacionais mais recentes e o protocolo de renovação de licenças de operação para Caçador, Piranhas e Ponte Alta não foram fornecidos pelo PP.	
<b>Resposta do participante do projeto</b>	<b>Data:</b> 22/12/2015
Consulte a resposta do PP na CAR 22 acima. Licenças de Operação além da confirmação do recebimento de solicitações de renovação de licença foram anexadas a esta resposta. Segunda resposta dos PPs Licenças de Operação além da confirmação do recebimento da solicitação de renovação de licença foram anexadas a esta resposta.	
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>	
Licenças de Operação além da confirmação do recebimento de solicitações de renovação de licença.	
<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
As licenças operacionais mais recentes e o protocolo de renovação de licenças de operação para Caçador, Piranhas e Ponte Alta não foram fornecidos pelo PP. Esta CAR continua em aberto. As licenças operacionais mais recentes e o protocolo de renovação de licenças de operação foram fornecidos. Esta CAR foi encerrada.	

<b>CAR ID</b>	24	<b>Seção nº.</b>	E.1.1, D.11	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
Seção E do DCP versão 1 não tem nenhuma informação sobre consulta a partes interessadas locais conforme exigido pelas "Diretrizes de Documento de Projeto (MDL-DCP)" versão 01.0. Adicionalmente o PP apresentou alguns ARs da consulta a parte interessada local já realizada, mas não foi apresentado de forma clara para que a equipe de auditoria pudesse rastrear ARs às cartas enviadas. Forneça uma descrição completa da consulta a parte interessada local que já foi realizada no DCP junto com cartas e ARs correspondentes (com remetentes e destinatários claramente rastreáveis) para esta atividade de projeto para confirmar que consulta a parte interessada local foi realizada de acordo com os requisitos da AND brasileira, [Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) Resolução 7 para consulta a parte interessada local, datada de 05/03/2008]				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
A seção E foi preenchida e os recibos serão enviados em anexo				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
Cartas enviadas aos interessados possuíam ARs (Aviso de Recebimento)				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
O PP revisou a versão mais recente do DCP para incluir todas as ações tomadas para consulta à parte interessada local de acordo com requisitos CIMGC. Alguns ARs (Aviso de Recebimento) foram fornecidos, porém alguns estão faltando e algumas cartas enviadas também não foram fornecidas. Esta CAR continua em aberto. Os ARs (Aviso de Recebimento) e a carta foram fornecidos. Esta CAR foi encerrada.				

<b>CAR ID</b>	25	<b>Seção nº.</b>	B.2.1, D.8.4	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
O DCP versão 1 descreve o limite de projeto como "Extensão espacial do limite de projeto inclui a usina e todas as usinas fisicamente conectadas ao sistema elétrico definido para o projeto do MDL", entretanto não especifica as usinas. O DCP versão 1 não apresenta além da tabela, um fluxograma do limite de projeto, delineando fisicamente a atividade de projeto, com base na descrição fornecida na seção A3, de acordo com os requisitos das Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de projeto.				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
O limite de projeto foi revisado no DCP (versão 2) de acordo com ACM0002. A Seção B.3 também foi revisada para incluir um fluxograma de equipamentos/sistemas e fluxos de massa e energia, indicando fontes de emissão e GEEs inclusos no limite de projeto e também os parâmetros a serem monitorados.				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
O limite foi revisado de acordo com ACM0002. Esta CAR foi encerrada.				

<b>CAR ID</b>	26	<b>Seção nº.</b>	B.4.1, D.8.6	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
De acordo com a planilha financeira ("Eletrobras FCF v.1 Brookfield") o preço da energia considerado para análise de investimento é a média dos resultados do 1º Leilão de Energia realizado pelo governo brasileiro em 2003 (R\$ 66,77/MWh). Entretanto, para um projeto bastante similar (que foi desenvolvido pela Eletrobras, chamado de Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé,) o preço considerado para o mesmo ano (2003) foi a média dos resultados do 1º Leilão de Energia realizado pelo governo brasileiro em 2003 ajustado até o início de operação esperado para o projeto com base na meta de inflação brasileira: <a href="http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf">http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf</a> . Também foi declarado na Tabela 10 do DCP que o preço considerado para energia foi BRL 76,92/MWh. Explique e faça com que o DCP e a planilha financeira sejam coerentes.				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015

<p>O preço da energia foi corrigido e considerou a média dos resultados do 1º Leilão de Energia realizado pelo governo brasileiro em 2003 ajustado até o início da operação esperado para o projeto com base na meta de inflação brasileira: <a href="http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf">http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf</a>  A Tabela 10 foi corrigida na terceira versão do DCP e também a planilha Eletrobras_FCF_v.1. Brookfield 21-01-16 e foram anexadas a esta resposta,</p>	
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>	
O DCP e também a planilha Eletrobras_FCF foram revisados.	
<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
O preço da energia considerado na planilha financeira e no DCP agora é coerente e igual a BRL 76,92/MWh. Esta CAR foi encerrada.	

<b>CAR ID</b>	27	<b>Seção nº.</b>	D.8.7	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
Na seção A.1 do DCP afirma-se que espera-se que a atividade de projeto reduza 175.885 tCO2e/ano, resultando em 1.758.846 tCO2e durante o período de créditos, entretanto na primeira página do DCP afirma-se que a quantidade estimada para a redução de emissões de GEE média anual é de 215.363 tCO2e.				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
O valor anual correto esperado para reduções de emissões de GEE é 215.363 tCO2e/ano, resultando em 2.153.635 tCO2e durante o período de créditos. Consulte a terceira versão do DCP e da planilha RCE.				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado e planilha RCE.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
O valor estimado foi corrigido na versão mais recente do DCP e planilha RCE. Esta CAR foi encerrada.				

Tabela 3. FAR desta validação

<b>FAR ID</b>	xx	<b>Seção nº.</b>		<b>Data:</b>
<b>Descrição da FAR</b>				
N/A				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b>
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b>

### Informações do documento

Versão	Data	Descrição
02.0	22 de julho de 2016	EB 90, Anexo 3 Revisão para incluir provisões relacionadas a atividades automaticamente adicionais do projeto.
01.0	23 de março de 2015	Publicação inicial.

Classe de Decisão: Regulatória  
Tipo de Documento: Formulário  
Função de Negócios: Registro  
Palavras chave: atividades de projeto, relatório de validação