



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (CDM-PDD)
Versão 03 - em vigor desde: 28 de julho de 2006

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto/período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade do projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto

A.1. Título da atividade do projeto:

Atividade de projeto de pequenas centrais hidrelétricas de Pampeana e Terra Santa

(Obs.: O nome da atividade de projeto de PCHS de Terra Santa foi mudado para Graça Brennand em 03/06/2009, de acordo com o despacho nº829 da ANEEL - <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2009829.pdf>. Uma vez que isso ocorreu após o início do processo de validação, os documentos para este PCHS podem se referir a ambos os nomes).

Número de versão do PDD: 06

Data (DD/MM/AAAA): 22/02/2011.

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O principal objetivo da atividade de projeto de pequenas centrais hidrelétricas de Pampeana e Terra Santa (projeto PCHs de Pampeana e Terra Santa) é ajudar a atender a crescente demanda por energia no Brasil devido ao crescimento econômico e para melhorar o fornecimento de eletricidade, ao mesmo tempo que contribui para a sustentabilidade ambiental, social e econômica com o aumento da parcela de energia renovável do total de consumo de eletricidade do Brasil (e da região da América Latina e do Caribe).

Os países da região da América Latina e do Caribe expressaram o seu compromisso rumo a atingir uma meta de 10% de energia renovável no total de energia em uso na região. Através de uma iniciativa dos ministérios do meio ambiente em 2002 (UNEP-LAC, 2002), uma reunião preliminar da Cúpula Mundial sobre o Desenvolvimento Sustentável (CMDS) foi realizada em 2002. No plano final de implantação da CMDS não foram declarados metas ou cronogramas específicos, contudo sua importância foi reconhecida para alcançar a sustentabilidade de acordo com as metas de desenvolvimento do milênio¹.

O processo de privatização iniciado em 1995 chegou com uma expectativa de tarifas adequadas (menos subsídios) e melhores preços para geradores. Ele atraiu a atenção de investidores quanto a

¹ Plano de implementação da CMDS, parágrafo 19 (e): "Diversificar o fornecimento de energia com o desenvolvimento de tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, eficientes e com eficiência de custo, inclusive tecnologias para combustíveis fósseis e tecnologias para energia renovável, inclusive hidrelétrica e sua transferência para países em desenvolvimento em termos de concessão conforme combinado mutuamente. Com senso de urgência, aumentar de forma substancial a parcela de fontes globais de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição ao fornecimento total de energia, reconhecer o papel de metas regionais nacionais e voluntárias, bem como iniciativas, quando existentes e garantir que as políticas energéticas suportem os esforços dos países em desenvolvimento para erradicar a pobreza e avaliar regularmente os dados disponíveis para analisar o progresso para este fim".



alternativas possíveis que não estavam disponíveis no mercado de eletricidade com planejamento centralizado. Infelizmente, o mercado energético brasileiro carecia de um plano de expansão consistente, com os maiores problemas sendo as incertezas políticas e regulatórias. Ao fim da década de 1990, um forte crescimento na demanda, em contraste com um crescimento abaixo da média na capacidade instalada causou a crise e o racionamento do fornecimento em 2001/2002. Uma das soluções fornecidas pelo governo foi uma legislação flexível que favorecia pequenos produtores de energia independentes. Além disso, a possível elegibilidade de acordo com o mecanismo de desenvolvimento limpo do protocolo de Quioto atraiu a atenção de investidores para projetos de pequenas hidrelétricas.

Esta fonte de energia elétrica nativa e mais limpa também terá uma contribuição importante para a sustentabilidade ambiental com a redução das emissões de dióxido de carbono que teriam ocorrido de outra forma na ausência do projeto. A atividade do projeto reduz as emissões de gases do efeito estufa (GEE) ao evitar a geração de eletricidade por combustíveis de origem fóssil – (e emissões de CO₂) que seria gerada e emitida na ausência do projeto.

A PCH Pampeana possui 28 MW de capacidade instalada e área de reservatório de 4,17 km². A usina está localizada nos municípios de Tangará da Serra e Barra dos Bugres, no estado de Mato Grosso, na região Centro-Oeste do Brasil. A previsão de início da operação comercial é 23 de dezembro de 2008.

A PCH Terra Santa possui 27,4 MW de capacidade instalada e área de reservatório de 6,25 km². A usina está localizada nos municípios de Tangará da Serra e Barra dos Bugres, no estado de Mato Grosso, na região Centro-Oeste do Brasil. A operação comercial teve início em 2008, quando a primeira unidade geradora iniciou sua operação em junho e a segunda unidade em julho.

Pampeana Energética S.A. é a empresa que controla a PCH Pampeana e *Várzea do Juba Energética S.A.* é a empresa que controla a PCH Terra Santa. Ambas as empresas pertencem 99% à Brennand Investimentos Ltda.

O Grupo Brennand iniciou suas atividades relacionadas a projetos de geração de energia com a construção de três pequenas centrais hidrelétricas: Antônio Brennand, Indiavaí e Ombreiras, que também é uma atividade de projeto MDL registrada (Araputanga Centrais Elétricas S. A. - ARAPUCCEL – Projeto de pequenas centrais hidrelétricas, CDM 0530²).

O projeto das PCHs Pampeana e Terra Santa pode ser visto como um exemplo de uma solução encontrada pelo setor privado para a crise brasileira de energia elétrica de 2001, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país e com efeito positivo para o país, além das evidentes reduções de GEE.

A receita obtida com a venda dos créditos de carbono também ajudará a atividade do projeto a sustentar a comunidade, proporcionando benefícios sociais e ambientais. A distribuição de renda será derivada deste projeto devido à criação de empregos, salários dos funcionários e pacote de benefícios, como seguro social e seguro de vida e créditos de redução de emissões. Adicionalmente, menores despesas são obtidas devido ao fato do dinheiro não mais ser gasto na mesma quantidade para “importar” eletricidade de outras regiões do país. Com a atividade do projeto, a renda permanecerá na região e será

² Fonte: Endereço eletrônico da Convenção-quadro das Nações Unidas sobre a mudança do clima (CQNUMC). Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1152891235.76/view>.



usada para proporcionar melhores serviços à população e melhorar a disponibilidade de necessidades básicas.

A.3. Participantes do projeto:

Tabela 1 - Parte(s) e entidades privadas / públicas envolvidas na atividade do projeto

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma Parte anfitriã)	Entidade(s) privadas e/ou públicas participantes do projeto (*) (conforme aplicável)	Favor indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como uma participante do projeto (Sim / Não)
Brasil (anfitrião)	Pampeana Energética S.A. (entidade privada)	Não
	Várzea do Juba Energética S.A. (entidade privada)	
	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda . (entidade privada)	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos do CDM, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação quando da publicação do CDM-PDD no estágio de validação. No momento da solicitação do registro, é requerida a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).		

As informações de contato detalhadas da(s) parte(s) e entidades privadas / públicas envolvidas na atividade do projeto estão listadas no Anexo 1.

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

Por definição legal da ANEEL - agência regulatória de energia, Resolução 652/2003³, para ser considerada uma pequena hidrelétrica, as empresas de serviços públicos devem ter capacidade instalada maior do que 1 MW, mas não mais que 30 MW, e ter uma área de reservatório menor que 3 km². Apenas em projetos específicos, que são os casos das pequenas centrais hidrelétricas de Pampeana e Terra Santa, o reservatório pode ser maior que 3 km², o que representa que os reservatórios dessas pequenas hidrelétricas resultam em impacto ambiental mínimo. De acordo com as resoluções a ANEEL, as usinas são consideradas como pequenas centrais hidrelétricas.

As pequenas centrais hidrelétricas de Pampeana e Terra Santa usam água do Rio Jubá (média de vazão anual de 80,0 m³/s e 77,9 m³/s, respectivamente), da bacia do rio Paraguai, localizado nos municípios de Barra dos Bugres e Tangará da Serra, no estado de Mato Grosso. A PCH de Pampeana

³ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Nº. 652, de 9 de Dezembro de 2003.

possui um potencial hidrelétrico de 28 MW, altura de barragem de 34,95 m e uma área de reservatório de 4,17 km². A PCH de Terra Santa possui um potencial hidrelétrico de 27,4 MW, altura de barragem de 35,35 m e uma área de reservatório de 6,25 km². A atividade de projeto das pequenas centrais hidrelétricas de Pampeana e Terra Santa possui 55,4 MW de capacidade instalada total e é classificada como um novo projeto de hidrelétrica, conforme a ACM0002 – “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 12.1, EB 58).

Adicionalmente, devido ao seu pequeno reservatório, a usina é considerada um projeto de usina a fio de água, que são aqueles que não incluem armazenamento significativo de água, e portanto deve usar completamente o fluxo de água. Um típico esquema a fio de água envolve uma barragem de desvio de baixo nível e normalmente é localizado em correntes de fluxo rápido (Figura 1).

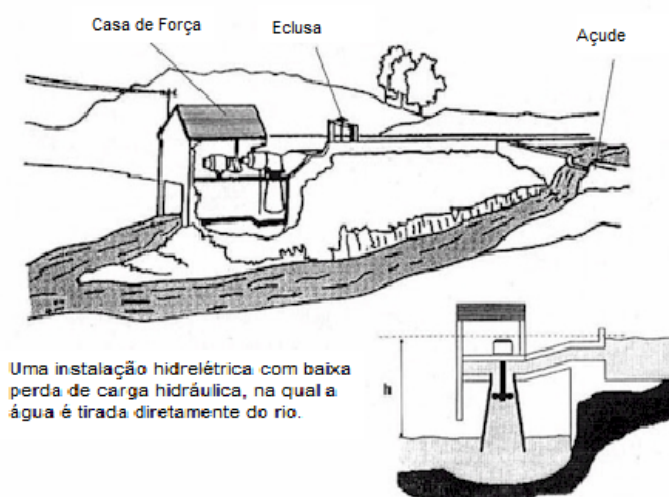


Figura 1 - Visão esquemática de uma usina a fio de água

De acordo com a Eletrobrás (1999) projetos a fio de água são definidos como “os projetos em que a vazão do rio na estação de seca é igual ou maior que o mínimo necessário para as turbinas”, como é o caso do projeto de pequena central hidrelétrica de Pampeana e Terra Santa. Uma barreira de desvio de baixo nível eleva o nível de água no rio o suficiente para permitir que uma estrutura de admissão esteja localizada na lateral do rio. A admissão consiste em um filtro para resíduos e uma abertura submersa com uma passagem de admissão. A água da admissão é levada normalmente através de um tubo (chamado de eclusa) em uma descida até uma usina construída a jusante da admissão no nível mais baixo possível para obter o máximo de pressão na turbina.

Outra forma de caracterizar usinas a fio de água vem da definição de comissão mundial de barragens (WCD, 2000):

“Barragens a fio de água. Barragens que criam perda de carga no rio para desviar uma parte da vazão do rio. Elas não possuem reservatório de armazenamento ou capacidade diária limitada. Dentro



dessas classificações gerais existe considerável diversidade de escala, modelo, operação e potencial para impactos adversos".

Por fim, projetos de pequenas centrais hidrelétricas são considerados como um dos tipos de usinas energéticas com custo/eficiência no Brasil, uma vez que é possível gerar energia distribuída e abastecer pequenas áreas urbanas, regiões rurais e áreas remotas do país.

A.4.1. Local da atividade do projeto:

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado/Província, etc.:

Mato Grosso.

A.4.1.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.:

Tangará da Serra e Barra dos Bugres.

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive informações que possibilitem a identificação inequívoca desta atividade de projeto (máximo de uma página):





Figura 2 – Localização geográfica da atividade de projeto, mostrando o estado de Mato Grosso e as cidades de Tangará da Serra e Barra dos Bugres

(Fonte: City Brasil, 2008⁴; Google Earth, 2008⁵)

As pequenas centrais hidrelétricas de Pampeana e Terra Santa estão localizadas no rio Jubá, na bacia do rio Paraguai, nas cidades de Tangará da Serra e Barra dos Bugres, no estado de Mato Grosso, Brasil. Terra Santa está localizada a montante.

Tangará da Serra tem 76.657 habitantes e área de 11.566 km². Barra dos Bugres tem 32.490 habitantes e área de 7.229 km² (IBGE, 2008).

Coordenadas geográficas dos projetos:

- PCH Terra Santa: 14º 47' 34,75" Sul 57º 58' 01,92" Oeste
- PCH Pampeana: 14º 49' 48,29" Sul 57º 54' 41,68" Oeste

A.4.2. Categoria(s) da atividade do projeto:

Escopo setorial: 1 - Indústrias de energia (fontes renováveis / não renováveis).

Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma rede.

A.4.3. Tecnologia a ser empregada pela atividade do projeto:

As turbinas Francis, usadas na atividade de projeto de pequenas centrais hidrelétricas de Pampeana e Terra Santa, são mais amplamente usadas entre turbinas de água (Figura 3).

A turbina Francis é um tipo de turbina de reação hidráulica em que o fluxo sai das pás da turbina em direção radial. As turbinas Francis são comuns na geração de energia e são usadas em aplicações em que altas taxas de fluxo estejam disponíveis em uma perda de carga hidráulica média. A água entra na turbina através de um tanque em espiral e é direcionada para as pás. Em seguida, a água com pouco impulso sai da turbina por um duto conhecido como tubo de sucção. No modelo, o fluxo de água é fornecido por uma bomba centrífuga de velocidade variável. Uma carga é aplicada à turbina por meio de um freio magnético e o torque é medido pela análise da deflexão das molas calibradas. O desempenho é calculado ao comparar a energia de saída com a energia fornecida.

⁴Disponível em: www.citybrazil.com.br>. Acessado em 16 de abril de 2008.

⁵Disponível em: www.googleearth.com>. Acessado em 16 de abril de 2008.



Figura 3 – Exemplo de uma turbina Francis⁶

O equipamento e a tecnologia usados na atividade de projeto de pequenas centrais hidrelétricas de Pampeana e Terra Santa foi aplicado com sucesso em projetos similares no Brasil e no mundo.

A tecnologia de PCHs é bem conhecida no Brasil e é uma tecnologia segura e estável, que usa equipamentos fabricados no Brasil. Os fabricantes dos equipamentos para PCHs estão no Brasil há algumas décadas.

Não havia equipamentos operando antes do início da implementação da atividade do projeto. O cenário de linha de base é o mesmo que o cenário existente antes do início da implementação da atividade do projeto.

Segue a descrição técnica (Tabela 2) da instalação:

Tabela 2 – Configuração técnica das PCHs de Pampeana e Terra Santa

Descrição		PCH Pampeana	PCH Terra Santa
Turbinas	Tipo	Francis	Francis
	Quantidade	3	3
	Potência nominal (MW)	9.3	9.5
	Fabricante	Vatech Hydro do Brasil Ltda.	Vatech Hydro do Brasil Ltda.
Geradores	Tipo	Síncrono	Síncrono
	Frequência (Hz)	60	60
	Rotação (RPM)	320	320
	Quantidade	3	3
	Potência nominal (MW)	9.73	9.14
	Tensão nominal (kV)	13.8	13.8
	Fabricante	Weg Equipamentos Elétricos S.A.	Weg Equipamentos Elétricos S.A.

⁶ Fonte: HISA, <http://www.hisa.com.br/produtos/turbinas/turbinas.htm>



A.4.4. Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:

Considerando o fator de emissão determinado pela autoridade nacional brasileira designada para o ano de 2007 (0,1842 tonCO₂e/MWh), aplicável às atividades de projeto de geração de energia renovável no Brasil, a implementação total da pequena central hidrelétrica conectada à rede brasileira interconectada gerará uma redução anual estimada conforme a Tabela 3, abaixo.

Tabela 3 – Estimativa de redução de emissões do projeto

Anos	Estimativa anual de redução de emissões em toneladas de CO ₂ e
Ano 1 - (2011) (*)	16.796
Ano 2 - (2012)	25.194
Ano 3 - (2013)	25.194
Ano 4 - (2014)	25.194
Ano 5 - (2015)	25.194
Ano 6 - (2016)	25.194
Ano 7 - (2017)	25.194
Ano 8 - (2018) (**)	8.398
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	176.358
Número total de anos de obtenção de créditos	7
Média anual de reduções estimadas para o período de obtenção de créditos (toneladas de CO₂e)	25.194

(*) A partir de 1º de julho

(**) Até 30 de junho

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Este projeto não recebe qualquer tipo de financiamento público e não é um desvio da Assistência Oficial para o Desenvolvimento.



SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento

B.1. Título e referência da metodologia aprovada de linha de base e monitoramento aplicada à atividade do projeto:

ACM0002 - “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 12.1).

A metodologia ACM0002 refere-se às últimas versões aprovadas das seguintes ferramentas:

- Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico (versão 2);
- Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade (versão 5.2);
- Ferramenta para calcular emissões de CO₂ do projeto ou de vazamentos da combustão de combustíveis fósseis (versão 2).

A “ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar a adicionalidade” também é mencionada na metodologia ACM0002. Contudo, a atividade de projeto proposta não consiste em uma adaptação nem na substituição de uma unidade/usina renovável conectada à rede no local do projeto. Portanto, essa ferramenta não será usada.

B.2. Justificativa da escolha da metodologia e da razão pela qual ela se aplica à atividade do projeto:

A metodologia ACM0002 (versão 12.1) para geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis usa margens derivadas, as quais foram aplicadas no contexto da atividade do projeto pela determinação do fator das emissões para a rede brasileira interconectada (o sistema de eletricidade que é conectado por linhas de transmissão ao sistema de eletricidade do projeto, no qual as usinas de energia podem ser despachadas sem restrições significativas da transmissão).

O projeto das pequenas centrais hidrelétricas de Pampeana e Terra Santa utiliza a *ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade* e a *ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade*. A *ferramenta para calcular emissões de CO₂ do projeto ou de vazamentos da combustão de combustíveis fósseis* não é aplicável à atividade do projeto, portanto não é usada.

O projeto de pequenas centrais hidrelétricas de Pampeana e Terra Santa atende a todos os critérios definidos pela metodologia ACM0002, sendo um projeto de central hidrelétrica de pequeno porte interconectada à rede de eletricidade com um novo reservatório e densidade energética de 6,71 W/M² e 4,38 W/M² respectivamente (mais do que 4 W/m², vide seção B.6.3).

B.3. Descrição das fontes e dos gases abrangidos pelo limite do projeto:

Como descrito na metodologia ACM0002, a extensão espacial dos limites do projeto inclui a usina do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade ao qual a usina do projeto MDL está conectada, Como descrito pela Figura 4. Em 26 de maio de 2008, a autoridade nacional brasileira publicou a resolução nº 8, que define um único sistema para toda a rede interconectada brasileira⁷.

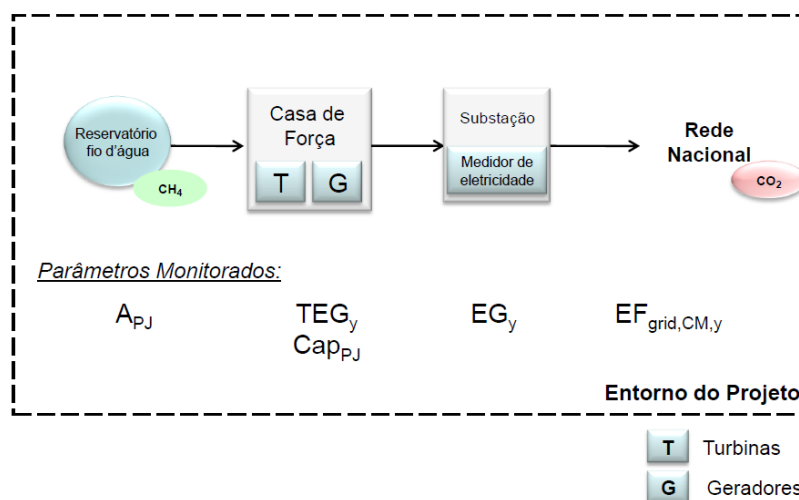


Figura 4 – Limite do projeto da atividade do projeto.

As fontes de emissões e gases do efeito estufa incluídas ou excluídas do limite do projeto são mostradas na Tabela 4.

⁷ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf>..



Tabela 4 - fontes de emissões e GEE incluídas ou excluídas do limite do projeto

Fonte		Gás	Abrangido ?	Justificativa / Explicação
Linha de base	As emissões de CO ₂ da geração de eletricidade em usinas movidas a combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissão.
		CH ₄	Não	Fonte menor de emissão.
		N ₂ O	Não	Fonte menor de emissão.
Atividade do Projeto	Emissão de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	Não	Fonte menor de emissão.
		CH ₄	Sim	Esta fonte de emissão corresponde às emissões de GEE dos reservatórios. Ela foi incluída porque a densidade energética dos reservatórios de ambas as usinas está entre os limites de 4 e 10 W/m ² .
		N ₂ O	Não	Fonte menor de emissão.

B.4. Descrição de como o cenário da linha de base é identificado e descrição do cenário da linha de base identificado:

A atividade do projeto não modifica ou adapta qualquer instalação existente de eletricidade. Portanto, de acordo com o ACM0002, o cenário de linha de base é o seguinte:

“A eletricidade fornecida à rede pela atividade do projeto teria sido gerada, de outra forma, pela operação de usinas conectadas à rede elétrica e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (MC) conforme descritos na “ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema de eletricidade”.

Na ausência da atividade do projeto, toda a energia seria importada da rede interconectada. Portanto, o cenário de linha de base é identificado como a continuação da situação atual (anterior) da eletricidade. A atividade do projeto reduz as emissões de gases do efeito estufa (GEE) ao evitar a geração de eletricidade por combustíveis de origem fóssil – (e emissões de CO₂) que seria gerada e emitida na ausência do projeto. De acordo com a ANEEL (2007), 75% da geração de energia do Brasil é composta por hidrelétricas e 21% por estações termoeletricas (vide etapa 04, seção B.5).



B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases do efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):

O glossário de termos de MDL define a data inicial de uma atividade de projeto que não seja A/R como “a primeira data em que a implementação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto inicie”.

A partir da definição acima, foram analisadas as seguintes datas (Tabela 5):

Tabela 5 - Datas relacionadas à data inicial da atividade do projeto

Datas		Ações
PCH Pampeana	PCH Terra Santa	
16/2/2007	18/5/2006	Alvará de construção
1/7/2006	1/7/2006	Aquisição do equipamento principal
28/9/2006	28/9/2006	Fechamento financeiro
12/12/2007	2/11/2006	Assinatura de PPA
15/04/2006	15/12/2006	Início da construção
28/5/2008	28/5/2008	Contrato com a Ecopart
15/10/2008	15/10/2008	Publicação de GSP

A primeira ação real do projeto foi em 1º de julho de 2006, quando Várzea do Juba Energética S.A. emitiu o pedido de compra dos principais equipamentos. Esta data é considerada como data inicial do projeto (mencionada na seção C.1 deste PDD). Todas as evidências relacionadas à data inicial apresentada acima estão disponíveis com os participantes do projeto.

A consideração de incentivos do MDL e o estudo de viabilidade tem data de 3 de outubro de 2005, o que consiste em uma avaliação econômica criada pela Brennand e aperfeiçoada durante o desenvolvimento do projeto, resultando em uma planilha de cálculo de IRR. Isso pode ser comprovado pela ata da reunião entre a São João Energética Ltda. e a Nova Energética Ltda., em que ambas empresas decidiram implementar as PCHs, considerando as rendas do CDM.

O objetivo da reunião mencionada acima foi apresentar os resultados do estudo de viabilidade feito para os projetos das pequenas centrais hidrelétricas de Pampeana e Terra Santa, de propriedade da São João Energética Ltda. e Nova Energética Ltda., respectivamente. Todos os membros da diretoria, inclusive o presidente, Sr. Mozart de Siqueira Campos Araújo e seu secretário, o Sr. Pedro Pontual Marletti, estiveram presentes. Nessa reunião, os membros da diretoria decidiram pela aquisição do projeto, considerando o fato que o projeto poderia ser registrado como uma atividade de projeto do MDL, sendo capaz de gerar créditos de carbono.

Em 2005, a São João Energética Ltda. era a proprietária da PCH de Pampeana e a Nova Energética Ltda. era a proprietária da PCH de Terra Santa. Ambas as empresas, que promoveram a referida reunião, são de propriedade do Brennand Group. Em 3 de abril de 2007, a São João Energética Ltda. foi



incorporada pela Pampeana Energética S.A. e a Nova Energética Ltda. foi incorporada por Várzea do Juba Energética S.A. , os atuais donos das PCHs. Isso pode ser comprovado pela resolução autorizatória da nº 863 da ANEEL, com data de 3 de abril de 2007. Todas as evidências serão apresentadas ao DOE e estão disponíveis mediante solicitação.

Através das evidências acima mencionadas, pode-se comprovar que o MDL sempre foi levado em consideração para os projetos das pequenas centrais hidrelétricas de Pampeana e Terra Santa. Adicionalmente, é importante enfatizar que o Grupo Brennand possui três pequenas centrais hidrelétricas – Antônio Brennand, Indiavaí e Ombreiras – as quais também constituem uma atividade de projeto de MDL registrada (ARAPUtanga Centrais Elétricas S. A. - ARAPUCEL - Small Hydroelectric Power Plants Project, CDM 0530⁸). Essa é outra evidência da confiança do Grupo Brennand no MDL e no potencial de redução certificada de emissões para ajudar os projetos a superar as barreiras à implantação.

Antes da implantação do projeto e durante a mesma, ações contínuas foram tomadas para garantir o status MDL do projeto e os participantes definiram uma linha de tempo indicando os marcos relacionados.

Tabela 6 – Resumo de ações para a consideração de MDL da atividade do projeto

Datas estimadas	Ações
21/02/2003	A Brennand contrata a EcoInvest (nome anterior da Ecopart) para aconselhar o grupo em assuntos relacionados ao MDL e à negociação de CERs.
3/10/2005	Reunião da diretoria considerando a implementação do projeto em consideração às rendas dos créditos de carbono.
15/12/2006	Registro da atividade do projeto MDL da Brennand - <i>ARAPUtanga Centrais Elétricas S. A. - ARAPUCEL – Projeto de pequenas centrais hidrelétricas, CDM 0530</i>
01/02/2007	Data preliminar da solicitação do projeto MDL de Pampeana e Terra Santa.
14/3/2008	Recebimento da validação da proposta da BRTUV.
28/4/2008	Assinatura da proposta da Ecopart.
11/09/2008	Assinatura da proposta da BRTUV.
15/10/2008	PDD – publicação de GSP
21/11/2008	Visita para validação do local.

⁸ Fonte: Endereço eletrônico da Convenção-quadro das Nações Unidas sobre a mudança do clima (CQNUMC). Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1152891235.76/view>.



Adicionalmente, o conhecimento de possíveis benefícios do MDL também pode ser demonstrado pela experiência da Brennand com o outro projeto de MDL registrado em 2006, ARAPUtanga Centrais Elétricas S. A. - ARAPUCEL – Projeto de pequenas centrais hidrelétricas (0530) ⁹.

Para a demonstração de adicionalidade, a metodologia de linha de base proposta refere-se à ferramenta de adicionalidade (aqui, a versão 5.2, a mais recente no momento do desenvolvimento do PDD, será usada) aprovada pela diretoria executiva. A ferramenta considera algumas etapas importantes necessárias para determinar se a atividade do projeto é adicional e para demonstrar como as reduções de emissões não ocorreriam na ausência do projeto das PCHs de Pampeana e Terra Santa. A aplicação da ferramenta acima mencionada é descrita nos próximos parágrafos.

Etapas 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto consistentes com as leis e regulamentações vigentes.

Subetapa 1a. Definir alternativas à atividade do projeto:

Cenário 1: A alternativa à atividade do projeto é a continuação da atual (anterior) situação de eletricidade fornecida pelas usinas existentes do sistema interligado.

Cenário 2: A atividade de projeto proposta conduzida sem ser registrada como uma atividade de projeto de MDL.

Subetapa 1b. Consistência com a legislação e regulamentos obrigatórios:

Ambas alternativas, a atividade do projeto e o cenário alternativo, estão em conformidade com todos os regulamentos de acordo com as seguintes entidades:

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) - <http://www.ons.org.br>:
 - Procedimentos da rede;
 - Integração das instalações ao sistema nacional integrado de eletricidade
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - <http://www.aneel.gov.br/?idiomaAtual=1>:
 - Resolução Nº 433 de 26/08/2003 - <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres2003433.pdf> (define os procedimentos e as condições para operação de teste e operação comercial de empresas de geração de energia elétrica);
 - Relatórios periódicos de auditoria.
- Secretaria de Estado do Meio Ambiente (SEMA) - <http://www.sema.mt.gov.br/>;

⁹ Fonte: Endereço eletrônico da Convenção-quadro das Nações Unidas sobre a mudança do clima (CQNUMC). Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1152891235.76/view>



- Licença de operação Nº 296.975/2009, emitida em 04 / 03 / 2009 para a Pampeana Energética S/A (Pampeana);
- - Licença de operação Nº 297.176/2009, emitida em 02 / 04 / 2009 para Várzea do Jubá Energética S/A (Graça Brennand/Terra Santa). O conselho executivo de MDL.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir à etapa 2

Etapa 2. Análise de investimento

Subetapa 2a. Determinar o método de análise apropriado

Uma vez que a atividade do projeto gera outros benefícios financeiros além do lucro relacionado ao MDL (venda de energia), a opção I não pode ser escolhida. A opção III é mais apropriada em comparação com a opção II, pois não há outras opções de investimento da perspectiva do proprietário do projeto. Portanto, a adicionalidade é demonstrada através de uma análise de comparação de investimentos (opção III).

Subetapas 2b e 2c – Opção III – Aplicar análise de comparação

O indicador financeiro identificado para a **atividade de projeto de PCHs de Pampeana e Terra Santa** é o IRR de participação. O IRR aqui apresentado é comparado à referência apropriada para a atual atividade de projeto é o custo de participação social - K_e .

Custo de participação social (K_e)

O modelo de preço de ativos de capital (CAPM) é um dos modelos mais amplamente aceitos usados para determinar a taxa de retorno da participação (teoricamente apropriada). O CAPM calcula o risco não diversificável de um ativo recentemente introduzido. O CAPM considera a sensibilidade do ativo ao risco não diversificável, melhor referido como β . (Integrado ao modelo também está o valor de mercado que pode ser rastreado com o uso de dados históricos do mercado de participação local ou relevante.

O preço que deve ser cobrado pelo componente de participação em um projeto é calculado pela fórmula: $K_e = R_f - \pi + \beta * R_m$, em que K_e representa a taxa de retorno sugerida para investimentos em participação. R_f significa a taxa sem riscos e beta, ou β , significa a sensibilidade média de empresas comparáveis nesse segmento a movimentos no mercado subjacente.

O R_f escolhido foi um título a longo prazo emitido pelo país anfitrião e denominado em dólares americanos. O R_f já considera os riscos em investir nesse país específico, uma vez que o rendimento do título é maior do que o rendimento em um título similar de um mercado maduro.



Rm representa o valor do mercado, ou maior retorno, esperado pelos participantes do Mercado à luz de níveis históricos obtidos pelo investimento em participações.

β deriva da correlação entre retornos de empresas do setor nos EUA e o desempenho de retornos do mercado dos EUA. β foi ajustado para tirar vantagem das empresas brasileiras do setor, refletindo riscos estruturais e financeiros. β ajusta o valor do mercado ao setor.

O valor do mercado é estimado com base na diferença histórica entre os retornos de S&P 500 e os retornos de títulos de longo prazo dos EUA. O diferencial sobre o valor sem risco é a média da diferença entre esses retornos.

Cada suposição feita e todos os dados usados para estimar o K_e através do CAPM foram apresentados ao DOE. A planilha usada para o cálculo de K_e também foi fornecida ao DOE.

$K_e = 16,20\%$, como demonstrado na planilha de cálculo de custo de capital, apresentada para verificação do DOE.

A tabela abaixo apresenta os valores mais significativos considerados na planilha, bem como a documentação de referência.

Tabela 7 – Custo da participação

Custo da participação	
<i>(Rf) Rendimento do débito soberano BB¹⁰</i>	8,25%p.a.
<i>(π) – inflação dos EUA¹¹</i>	1,81%p.a.
<i>(Rm) Valor de risco de participação do Mercado internacional¹²</i>	6,47%p.a.
<i>(β) Ajuste ao risco de participação do mercado¹³</i>	1,51%p.a.
Custo da participação com o risco-país brasileiro	16,20%p.a.

Indicador financeiro, taxa interna de retorno (IRR)

¹⁰Título federal brasileiro de 28 anos. fonte: Banco Central do Brasil, disponível em <<http://www.bcb.gov.br/pec/indeco/Port/ie5-27.xls>> .

¹¹ Rendimentos de títulos do tesouro protegidos contra a inflação, ajustados para vencimento constante. Fonte: Departamento do tesouro dos EUA, disponível em <http://www.federalreserve.gov/releases/h15/data/Annual/H15_TCMII_Y10.txt>

¹²Valor histórico de S&P500 sobre títulos do tesouro dos EUA. Fonte: Endereço eletrônico Adamodaran: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

¹³ Média de Beta sem alavancamento de geradores elétricos nos EUA re-alavancada para o aproveitamento setorial no Brasil. Fonte: Endereço eletrônico Adamodaran: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/emergcompfirm05.xls>>.



Como mencionado acima, o indicador financeiro identificado para a PCH Pampeana e a PCH Terra Santa é a taxa interna de retorno (IRR). A tabela abaixo apresenta os valores mais significativos considerados na planilha, bem como a documentação de referência.

Tabela 8 – Principais parâmetros incluídos no fluxo de caixa do projeto

Parâmetro	Valor (milhares)	Documentação de referência
Investimento	Pampeana: R\$ 107.699,9 Terra Santa: R\$ 119.350,5	Valores do orçamento enviado ao BNDES, ajustados pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M). Custos verificados e projetados pelo EIA do relatório anual de geração de eletricidade de 2005.
Custos de O&M	Pampeana R\$ 2.237 Terra Santa: R\$ 2.214	9% da receita do projeto, com base no custo de projetos similares. Estudos da Eletrobrás sobre PCHs
Custos administrativos	Pampeana R\$ 1.491 Terra Santa: R\$ 1.476	6% da receita do projeto, com base no custo de projetos similares. Estudos da Eletrobrás sobre PCHs
Custos de transmissão e tributários	Pampeana: R\$ 1.830 Terra Santa: R\$ 1.766	8% da receita do projeto, com base no custo de projetos similares. Estudos da Eletrobrás sobre PCHs
Manutenção preventiva periódica do equipamento	R\$ 10.000 / 10 anos	Custo de manutenção preventiva do equipamento esperado para um intervalo de 10 anos. Estudos da Eletrobrás sobre PCHs
Preço da energia	R\$ 109,89	De acordo com o leilão de energia ocorrido em 2005 para novos projetos de centrais hidrelétricas com a meta de inflação no Brasil (2006-2009). Informação disponível no site da CCEE: http://www.ccee.org.br/ e no Banco Central do Brasil



MDL – Conselho Executivo

página 19

	R\$ 80,38	(BACEN) De acordo com o valor histórico do preço spot, também chamado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)
Quantidade de eletricidade enviada à rede anualmente	Pampeana: 196.487 MWh/ano Terra Santa: 194.735 MWh/ano	Com base na energia garantida: Portaria MME nº 135 (energia garantida) promulgada em 25 de junho de 2007 Portaria MME nº 79 (energia garantida) promulgada em 8 de maio de 2007
Impostos	PIS: 0,65% COFINS: 3% Impostos sociais: 1,08% (9% de 12%) IRPJ: 2% (25% de 8%)	PIS: Lei nº 10.637, 31 de dezembro de 2002 COFINS: Lei nº 10.833, 29 de dezembro de 2003. Lei nº 8.981, 20 de janeiro de 1995 Lei nº 9.430, 27 de dezembro de 1996
Depreciação	3,33% (30 anos)	Resolução nº44 da ANEEL, de 17 de março de 1999 (itens 35 e 85 desta resolução).
Valor residual	Pampeana: R\$ 15.463 Terra Santa: R\$ 20.327	Calculado na planilha de análise financeira. Incluído no fim do período de avaliação como uma entrada de caixa no ano final. A inclusão do valor justo no fluxo de caixa é uma medida conservadora, uma vez que o valor total do gasto de capital não foi consumido. O valor considera o valor total de construção e a quantidade de depreciação considerada no fluxo de caixa.

Sub-etapa 2c – Cálculo e comparação de indicadores financeiros



O fluxo de caixa da atividade do projeto, contendo o cálculo de participação IRR da atividade do projeto, foi fornecido ao DOE em um anexo deste CDM-PDD. As suposições relevantes foram feitas de acordo com a *Orientação na avaliação de análise de investimento*.

O IRR de participação, como apresentado ao DOE, é de 12,16% para Terra Santa e 12,94% para Pampeana. Esses números demonstram que o IRR do projeto é mais baixo que o Ke do setor – 16,20% - que é a referência. Portanto, é evidente que a atividade do projeto não é financeiramente atraente ao investidor.

Tabela 9 – Comparação entre IRR e custo de participação – Ke do projeto

	IRR (%)	Ke (%)
Terra Santa	12,16%	16,20%
Pampeana	12,94%	16,20%

Subetapa 2d: Análise da sensibilidade

A análise da sensibilidade, como estabelecida pela "Orientação na avaliação de análise de investimento" (EB 41, anexo 45), deve ser realizada considerando variáveis que constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das rendas totais do projeto, incluindo custos de investimento inicial. Assim, ocorrerão variações, de acordo com a última versão da Orientação na avaliação de análise de investimento, aumentando a renda do projeto (aumento de tarifa), a geração de energia ou o fator de carga em 10% e reduzindo os gastos de investimento e os custos de operação e manutenção em 10%.

Os resultados são mostrados abaixo.

Tabela 10 – Resultados da análise de sensibilidade – PCH de Terra Santa.

Terra Santa	IRR	Ke
IRR original	12,16%	16,20%
Aumento de tarifa	15,31%	16,20%
Aumento da geração de energia	15,31%	16,20%
Aumento do fator de carga	12,12%	16,20%
Redução do custo de O&M	13,02%	16,20%
Redução do investimento	15,88%	16,20%



Tabela 11 – Resultados da análise de sensibilidade – PCH de Pampeana.

Pampeana	IRR	Ke
IRR original	12,94%	16,20%
Aumento de tarifa	15,72%	16,20%
Aumento da geração de energia	15,72%	16,20%
Aumento do fator de carga	15,72%	16,20%
Redução do custo de O&M	13,70%	16,20%
Redução do investimento	16,19%	16,20%

Um investidor típico do setor não seria atraído a investir no projeto, uma vez que o IRR é mais baixo que a referência. Esse seria o caso mesmo que ocorresse uma variação positiva de 10% nos preços de energia, na geração de energia ou no fator de carga, ou uma variação negativa de 10% nos custos totais ou no investimento total do projeto, como apresentado na tabela acima.

A energia garantida e a capacidade instalada de usina são estabelecidas pelo governo brasileiro e não possuem expectativa de crescimento. De acordo com a legislação brasileira¹⁴, a concessão do projeto terá base na potência instalada máxima e na geração de energia da usina (o projeto não pode ser ineficiente, deve ser implementado da forma mais efetiva possível). A energia garantida e a capacidade instalada de uma usina não são determinadas livremente pelos PPs, mas são definidas oficialmente pelo ministério de minas e energia. Por esse motivo, um aumento de 10% no fator de carga das usinas ou na geração de energia não é razoável no contexto do projeto e não possui expectativa de ocorrer. Ele está incluído nesta análise para atender ao anexo 11, EB48 – “Diretrizes para relatórios e validação dos fatores de carga de usinas”.

Resultado: O IRR da atividade de projeto sem ser registrada como um projeto de MDL está abaixo da referência em todas as condições analisadas, portanto, não é financeiramente atraente.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir à etapa 3

Etapa 3. Análise de barreira

Não aplicável.

Etapa 4. Análise da prática comum

Subetapa 4a. Analisar outras atividades similares à atividade de projeto proposta:

¹⁴ Decreto MME nº 5.163, de 30 de julho de 2004.



De acordo com a ferramenta de adicionalidade (versão 5.2), “os projetos são considerados similares se estiverem no mesmo país/região e/ou dependerem amplamente de tecnologia semelhante, forem em escala semelhante e ocorrerem em um ambiente comparável com relação à estrutura regulatória, clima de investimento, acesso à tecnologia, acesso ao financiamento, etc”. Assim, os seguintes critérios foram considerados para escolher projetos similares a Pampeana:

- **País/região:** O Brasil tem extensão de 8.514.876,599 quilômetros quadrados¹⁵ (com mais de 4.000 km de distância nos eixos de norte a sul e de leste a oeste) e 6 regiões com climas distintos: sub-tropical, semi-árido, equatorial, tropical, tropical das terras altas e tropical do Atlântico (tropical úmido). Essas variedades de clima obviamente possuem grande influência sobre os aspectos técnicos relacionados à implementação de uma pequena central hidrelétrica.

Além disso, projetos de hidrelétricas podem ser significativamente diferentes uns dos outros, considerando a região a ser implementada, o clima, a topografia, a disponibilidade de linhas de transmissão, a regularidade da vazão do rio, etc. Somente por esses motivos, é extremamente difícil e não é razoável comparar diferentes usinas e potenciais hídricos. Além disso, usinas hidrelétricas não podem ser instaladas de maneira melhor (próximo a centros de carga e linhas de transmissão) nem facilmente transferidas (movidas a uma nova região onde seja oferecido um melhor preço) que, por exemplo, usinas modulares movidas a combustíveis fósseis (diesel, gás natural). As diferenças podem ser ainda maiores se não for possível um grande armazenamento de água, como no caso das centrais hidrelétricas.

Considerando as informações acima, apenas as pequenas centrais hidrelétricas localizadas na mesma região do projeto - estado do Mato Grosso - foram analisadas.

- **Escala:** Como mencionado na seção A, de acordo com os regulamentos brasileiros, as centrais hidrelétricas de pequena escala são definidas como usinas com capacidade instalada entre 1 e 30MW¹⁶. Portanto, não foram consideradas usinas hidrelétricas de grande escala (ou seja, capacidade instalada maior que 30 MW).
- **Mesmo ambiente com relação à estrutura regulatória:** Até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente de empresas estatais. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e à falta de capacidade de investimento do estado, o governo iniciou o processo de privatização. Contudo, até o fim de 2000, os resultados ainda eram modestos. Iniciativas adicionais, voltadas a aprimorar a geração de eletricidade no país, foram tomadas entre a década de 1990 e o ano de 2003; contudo, elas não atraíram novos investimentos ao setor. Em 2003, o governo recém-eleito decidiu rever completamente a estrutura institucional do mercado de eletricidade a fim de impulsionar os investimentos no setor de energia elétrica. As regras do mercado foram mudadas e novas instituições foram criadas, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), uma instituição que se tornaria responsável pelo

¹⁵ Disponível em: http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtml.

¹⁶ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 652, de 9 de dezembro de 2003.



planejamento de longo prazo do setor de eletricidade com a função de avaliar, de forma permanente, a segurança do suprimento de energia elétrica; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), uma instituição para administrar a comercialização da energia elétrica dentro do sistema interligado. Esta nova estrutura foi aprovada pelo Congresso Nacional e publicada em março de 2004¹⁷. Devido à nova *estrutura regulatória e ao clima de investimento*, o PP considerou apenas projetos iniciados após março de 2004.

- ***O mesmo ambiente com relação ao clima de investimento, acesso à tecnologia e financiamento:*** Como mencionado no item “país/região” acima, dependendo do local do projeto, diferenças relacionadas aos aspectos técnicos de um projeto de pequena central hidrelétrica, mesmo que os projetos de pequenas centrais hidrelétricas estejam localizados na mesma região. Essas diferenças técnicas obviamente têm influência sobre o investimento/financiamento de um projeto. Além disso, também foi considerado que os patrocinadores do projeto possuem diferentes capacidades de investimento. Em seguida, as informações financeiras devem ser consideradas ao analisar projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Contudo, os participantes do projeto excluíram este item para fins de análise de práticas comuns.

Considerando as informações acima, os participantes do projeto (PPS) pesquisaram sobre as unidades geradoras de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil que começaram a funcionar entre abril de 2004 e junho de 2009 (a data mais recente disponível até a elaboração deste PDD) no estado do Mato Grosso. Além disso, é possível identificar as pequenas centrais hidrelétricas que receberam ou não algum tipo de incentivo (PROINFA18 e/ou MDL).

¹⁷ http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm.

¹⁸ Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado pela lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Entre outras, uma das metas da iniciativa é aumentar a participação das fontes de energia renováveis no mercado brasileiro da eletricidade, contribuindo, assim, para uma maior sustentabilidade ambiental. A fim de atingir tais metas, o governo brasileiro designou a empresa estatal de energia Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S/A) para funcionar como a principal intermediária da energia elétrica gerada por instalações de energias alternativas no Brasil, firmando contratos de compra de energia em longo prazo com produtores de energia alternativa, a um preço garantido de pelo menos 80% da média do preço do fornecimento da energia elétrica ao consumidor final. Além disso, o decreto nacional nº 5.025, de 30 de março de 2004, que regulamenta a lei nº 10.438, afirma que ao PROINFA busca a redução de gases do efeito estufa conforme estabelecido pela Convenção-quadro das Nações Unidas sobre a mudança do clima (CQNUMC) conforme o Protocolo de Quioto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa claramente é uma política “Tipo E”.



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 03.1.**



MDL – Conselho Executivo

página 24

Tabela 12 – Início de operações de PCHs de 2004 a 2009.

Nenhuma PCH iniciou operações em 2004 no estado do Mato Grosso (MT).

Operações iniciadas em 2005:

Name	State	Coordinates	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Proinfa
Camargo Corrêa	MT	14° 20' 47" S 56° 47' 41" W												2,00		
Faxinal II	MT	10° 09' 44" S 59° 27' 28" W											10,00		X	
Ombreira	MT	15° 06' S 58° 44' W							26,00						X	
Salto Corgão	MT	14° 27' 33" S 59° 30' 23" W						13,50	13,50						X	

Operações iniciadas em 2006:

Name	State	Coordinates	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Proinfa
Aquarius	MS/MT	17° 37' S 54° 55' W									4,20				X	X
Camargo Corrêa	MT	14° 20' 47" S 56° 47' 41" W	2,00													
Canoa Quebrada	MT	12° 47' 00" S 56° 00' 00" W												28,00	X	X
Garganta da	MT	13° 23' 16" S 57° 35' 27" W											14,65	14,65	X	
Sacre 2	MT	13° 01' 11" S 58° 11' 11" W									10,00	20,00			X	
Senador Jonas	MT	16° 06' 33" S 55° 22' 36" W									6,30					X

Operações iniciadas em 2007:

Name	State	Coordinates	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Proinfa
Braco Norte IV	MT	09° 41' S 54° 58' W											14,00		X	
José Gelásio da	MT	16° 42' 00" S 54° 45' 36" W		23,70												X
Rondonópo	MT	16° 39' 58" S 54° 43' 56" W												26,60		X
Salto	MT	15° 35' S 58° 35' W												19,00	X	

Operações iniciadas em 2008:



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 03.1.



MDL – Conselho Executivo

página 25

Name	State	Coordinates	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Proinfa
Graça Brennand	MT	14° 47' 35" S 57° 58' 02" W						18,27	9,13						X	
Paranatinga	MT	20° 30' 29" S 41° 16' 51" W		9,67	9,67	9,67									X	
Pequi	MT	16° 00' 13" S 55° 06' 56" W												6,00		
Sucupira	MT	15° 59' 31" S 55° 05' 15" W										4,50				

Obs: Graça Brennand é o novo nome de Terra Santa

Fontes: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2007 e Convenção-quadro das Nações Unidas sobre a mudança do clima (CQNUMC), 2007.

Em quantidade de PCHs, mais de 18 iniciaram as operações entre 2004 e 2008 no estado do Mato Grosso, das quais 14 receberam algum tipo de incentivo (MDL ou PROINFA). Em termos de potência instalada, isso representa 95,4% dos 315 MW totais.

Para o ano de 2005, das 4 PCHs que iniciaram operações, 3 receberam incentivos. Em termos de unidades geradoras, isso representa 97 % dos 65 MW totais.

Para o ano de 2006, quando Pampeana e Terra Santa iniciaram suas atividades, das 6 PCHs que iniciaram operações, 5 receberam incentivos. Em termos de unidades geradoras, isso representa 98 % dos 99,8 MW totais.

Para o ano de 2007, das 4 PCHs que iniciaram operações, todas receberam incentivos. Em termos de unidades geradoras, isso representa 100 % dos 83,3 MW totais.

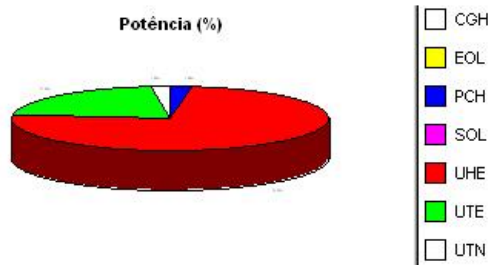
Para o ano de 2008, das 4 PCHs que iniciaram operações, duas receberam incentivos. Em termos de unidades geradoras, isso representa 84,3 % dos 66,9 MW totais.

A partir deste resultado, demonstra-se claramente que a prática comum para PCHs é a implementação da atividade através dos incentivos do MDL e/ou do PROINFA. Através dos números acima, pode-se provar que é necessário um forte incentivo para promover a construção de projetos de energia renovável no Brasil, incluindo as PCHs.

Sub-etapa 4b. Discutir quaisquer opções similares em andamento:

Considerando as informações acima, a situação da maioria dos projetos de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil é a implementação desse tipo de projeto com alguma espécie de incentivo. Considerando as unidades que iniciaram suas operações na mesma região do projeto de Pampeana e Terra Santa, em 2006, quase 99% de sua capacidade instalada veio de usinas implementadas com algum tipo de incentivo.

Vale mencionar que mais de 75% da geração do Brasil é composta por grandes centrais hidrelétricas e 21% por estações termoelétricas (Figura 5).



Legenda	
CGH	Central geradora hidrelétrica
CGU	Central geradora elétrica
EOL	Central geradora eólica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SOL	Central geradora solar fotovoltaica
UHE	Usina hidrelétrica de energia
UTE	Usina termoeletrica de energia
UTN	Usina termonuclear

Figura 5 – Tipos operacionais de projeto¹⁹

Além disso, nos leilões de energia, que ocorreram entre 2005 e 2007, do total de 9.594 MW vendidos, 5.888 MW (61,3%) virão de usinas termoeletricas movidas a combustíveis fósseis, dos quais 2.152 MW virão de usinas termoeletricas movidas a gás natural e 2.514 MW virão de usinas termoeletricas movidas a óleo, ou seja, 22,4% e 26,2% do total vendido, respectivamente (ESPARTA, 2008).

Da região centro-oeste, o único projeto que não recebe incentivos públicos do MDL ou do PROINFA, a PCH Camargo Corrêa, é um projeto da ARROSSENSAL – Agropecuária e Indústria S.A.²⁰, uma empresa do Grupo Camargo Corrêa S.A.²¹. A Camargo Corrêa é uma empresa com presença em 20 países e é uma das maiores empresas do Brasil. Em 2007, ela teve renda bruta de 12,4 bilhões de reais²². De acordo com o relatório KPMG do Brasil²³, o Grupo Camargo Corrêa é a 7ª empresa entre as 20 com maiores ativos no exterior (incluindo projetos de hidrelétricas). Considerando que o Grupo Camargo Corrêa tem uma estrutura sólida, que possibilita superar as barreiras descritas no PDD, os PPS consideraram razoável não comparar sua capacidade de investimento com a do Grupo Brennand.

Na análise realizada pelos participantes do projeto, havia 50 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) em todo o Brasil que iniciaram suas operações no período entre 2004 e 2007, das quais 21 receberam incentivos do MDL e 14 do PROINFA, totalizando 35 projetos que receberam incentivos, representando 70% do total de PCHs que iniciaram operações naquele período.

¹⁹ Fonte: Banco de Informações de Geração/ANEEL, 2007

²⁰ Evidência da Resolução nº311 da ANEEL, com data de 27 de julho de 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2004311.pdf>>.

²¹ Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/noticias/2005/not112_05.asp>.

²² Disponível em: <<http://www.camargocorreia.com.br/>>.

²³ Disponível em: <http://www.kpmg.com.br/publicacoes/tax/Multinacionais_Brasileiras_08_portugues.pdf>.



Também é importante notar que a PCH não está próxima a qualquer centro de carga e, em contraste à maioria dos projetos nas regiões sul e sudeste do Brasil, exigiu um investimento significativo em conexão à rede.

Em resumo, esta atividade de projeto não é o cenário da forma de negócios costumeira no país, em que grandes projetos de hidrelétricas e termoeletricas movidas a gás natural representam a maioria da nova capacidade instalada adicionada ao SIN. Com os benefícios financeiros derivados dos CERs, é previsto que empreendedores de outros projetos se beneficiarão com esta nova fonte de renda e decidirão desenvolver tais projetos. O MDL tornou possível para alguns investidores instalar suas pequenas centrais hidrelétricas e vender sua eletricidade para a rede.

SATISFEITO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

De acordo com a metodologia selecionada aprovada (ACM0002), o fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$) é calculado com o uso da ferramenta metodológica “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade”. De acordo com esta ferramenta, os participantes do projeto deverão aplicar as seis etapas seguintes ao cálculo da linha de base:

ETAPA 1 – Identificar o sistema de energia elétrica relevante

ETAPA 2 – Escolher entre incluir ou não as usinas que não fazem parte da rede no sistema de eletricidade do projeto (opcional).

ETAPA 3 – Selecionar um método de margem operacional (MO);

ETAPA 4 – Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado;

ETAPA 5 – Identificar o grupo de unidades de energia a serem incluídas na margem de construção (BM);

ETAPA 6 – Calcular o fator de emissão da margem de construção;

ETAPA 7 – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM);

• ETAPA 1 – Identificar o sistema de energia elétrica relevante

De acordo com a ferramenta, “se a autoridade nacional designada do país anfitrião tiver publicado uma delimitação do sistema de eletricidade do projeto e dos sistemas de eletricidade conectados, essas delimitações deverão ser usadas. Caso tais delimitações não estejam disponíveis, os participantes do projeto deverão definir o sistema elétrico do projeto e qualquer sistema elétrico conectado e justificar e documentar suas suposições no CDM-PDD”.

Considerando que a autoridade nacional designada brasileira recentemente publicou a resolução



nº8, emitida em 26 de maio de 2008, que define a rede brasileira interconectada como um único sistema que cobre todas as cinco macro-regiões geográficas do país (norte, nordeste, sul, sudeste e centro-oeste). Portanto, esse valor será usado para calcular o fator de emissão de linha de base da rede.

- **ETAPA 2** – Escolher entre incluir ou não as usinas que não fazem parte da rede no sistema de eletricidade do projeto (opcional).

Os participantes do projeto escolhem seguir a opção I (apenas usinas energéticas da rede estão incluídas neste cálculo).

- **ETAPA 3** – Selecionar um método de margem operacional (MO)

O cálculo do fator de emissão da margem operacional ($EF_{grid,OM,y}$) tem base em um dos seguintes métodos:

- (a) OM simples, ou
- (b) OM simples ajustada, ou
- (c) OM de análise de dados de despacho, ou
- (d) OM média.

A autoridade nacional designada brasileira disponibilizou o fator de emissão da margem operacional calculado com o uso da opção c – OM de análise de dados de despacho. Mais informações sobre os métodos aplicados podem ser obtidas no site da autoridade nacional designada (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>) e o rendimento será usado na atividade do projeto.

- **ETAPA 4** – Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado

O fator de emissão de OM de análise de dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades de potência que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora h em que o projeto desloca eletricidade. Esta abordagem não é aplicável aos dados históricos e, portanto, exige monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$.

Ele será calculado usando a fórmula abaixo:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Onde:



$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem operacional de análise de dados de despacho no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh)

$EF_{EL,DD,h}$ = fator de emissão de CO₂ por unidades de energia no topo da ordem de despacho na hora h do ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,y}$ = Total de eletricidade deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh)

h = Horas no ano y em que a atividade do projeto desloca eletricidade da rede

y = Ano em que a atividade do projeto desloca eletricidade da rede

Como mencionado acima, a autoridade designada nacional do país anfitrião informará $EF_{EL,DD,h}$ para que os participantes do projeto calculem o fator de emissão da margem operacional. Portanto, esse dado será atualizado anualmente com a aplicação do número publicado pela autoridade designada nacional brasileira. Para fins de estimativa, serão usados os dados do ano mais recente disponíveis no site da autoridade designada nacional.

- **ETAPA 5** – Identificar o grupo de unidades de energia a serem incluídas na margem de construção (BM)

O grupo de amostra de unidades de energia m usado para calcular a margem de construção consiste em:

- (a) O conjunto de cinco unidades de energia que foram construídas mais recentemente, ou
- (b) O conjunto de adições da capacidade energética ao sistema de eletricidade que compreende 20% da geração do sistema (em MWh) e que foi construído mais recentemente.

A margem de construção também será calculada pela autoridade designada nacional. O número é publicado no endereço eletrônico (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>). Para fins de estimativa, o número do ano mais recente será usado no PDD.

- **ETAPA 6** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$)

A margem de construção também será calculada pela autoridade designada nacional. O número é publicado no endereço eletrônico e para fins de estimativa, será usado o número do ano mais recente.

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_{i,m} EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

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

$EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade m no ano y



(MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade m no ano y (tCO₂/MWh)

m = Unidades de energia incluídas na margem de construção

y = Ano histórico mais recente em que os dados de geração de energia estiveram disponíveis

- **ETAPA 7** – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM) $EF_{grid,CM,y}$

A margem combinada é calculada como segue:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM} \quad \text{Equação 2}$$

Em que os pesos w_{OM} e w_{BM} são, por definição, iguais a 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$). Pesos alternativos podem ser usados, desde que $w_{OM} + w_{BM} = 1$ e seja apresentada evidência apropriada que justifique os pesos alternativos.

As emissões de linha de base são calculadas com o uso da geração anual (eletricidade anual do projeto despachada para a rede) multiplicada pela taxa média de emissão de CO₂ da linha de base estimada, como segue:

Geração de energia monitorada do projeto	(MWh)	(A)
Fator de taxa de emissão da linha de base	(tCO ₂ /MWh)	(B)
(A) x (B)	(tCO ₂)	

As reduções de emissões pela atividade do projeto (ER_y) durante determinado ano y são produto do fator de emissões de linha de base ($EF_{grid,CM,y}$, em tCO₂e/MWh) multiplicado pelo valor líquido de eletricidade fornecido pelo projeto à rede (EG_y , em MWh), como segue:

$$ER_y = EF_y \cdot EG_y \quad \text{Equação 3}$$

Adicionalmente, conforme a ACM0002, versão 12.1, EB 58, novos projetos de energia hidrelétrica com reservatórios deverão considerar as emissões do projeto, estimadas como segue:

- a) se a densidade energética (PD) da usina for maior que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m²:

$$PE_y = EF_{Re} \cdot TEG_y \div 1000$$

Onde:

PE_y = Emissão do reservatório expressa como tCO₂e/ano.

EF_{Res} = é o fator de emissão padrão para emissões de reservatórios e o seu valor padrão conforme a EB23 é 90 Kg CO₂e/MWh.



TEG_y = Total de eletricidade produzida pela atividade do projeto, inclusive a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida a cargas internas no ano y (MWh).

b) Caso a densidade energética (PD) do projeto seja maior que $10W/m^2$, $PE_y = 0$. A densidade energética do projeto é calculada como segue:

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

Onde:

PD = Densidade energética da atividade do projeto, em W/m^2 .

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W).

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

A_{PJ} = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m^2).

A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m^2). Para novos reservatórios, este valor é igual a zero.

Emissões indiretas podem ser o resultado da construção do projeto, do transporte de materiais e combustível e outras atividades de produção. Não obstante, não foi identificado vazamento significativo a partir dessas atividades.

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado/Parâmetro:	Cap_{BL}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado usada:	Local do projeto
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A metodologia para a qual este valor será aplicado em novas centrais hidrelétricas.
Comentário:	-



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 03.1.



MDL – Conselho Executivo

página 32

Dado/Parâmetro:	A_{BL}
Unidade do dado:	m^2
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implantação da atividade do projeto.
Fonte do dado usada:	Local do projeto
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A metodologia para a qual este valor será aplicado em novas centrais hidrelétricas.
Comentário:	-

Dado/Parâmetro:	EF_{Res}
Unidade do dado:	$kgCO_2e/MWh$
Descrição:	Fator de emissão padrão para emissões de reservatórios
Fonte do dado usada:	Decisão da EB23
Valor aplicado:	$90 kgCO_2e/MWh$
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A opção 2 da ferramenta foi escolhida. Portanto, este parâmetro será atualizado ex-post com a aplicação dos números fornecidos pela autoridade designada nacional brasileira.
Comentário:	-

Dado/Parâmetro:	PLF
Unidade do dado:	%
Descrição:	Fator de carga da usina
Fonte do dado usada:	Documento “Portaria MME nº100 (energia garantida)”, do ministério das minas e energia (cópia mediante solicitação), que informa sobre a energia garantida e ambas usinas.
Valor aplicado:	Pampeana 81% ;Terra Santa: 80%
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Informações oficiais do ministério de minas e energia.
Comentário:	-



B.6.3. Cálculo ex-ante das reduções de emissões:

Como descrito na seção B.6.1 - Explicação das escolhas metodológicas, a autoridade nacional designada brasileira, através de sua resolução nº 8, de 26 de maio de 2008, determinada pelo sistema brasileiro de eletricidade, para fins das atividades do MDL, como um único sistema interconectado abrangendo as cinco regiões geográficas do país (norte, nordeste, sul, sudeste e centro-oeste).

Além disso, a autoridade designada nacional brasileira disponibilizou os fatores de emissão da margem de construção e da margem operacional. Esta última é calculada com o uso da opção c – OM de análise de dados de despacho. O fator de emissão de OM de análise de dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades de potência que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora h em que o projeto desloca eletricidade. Esta abordagem não é aplicável a dados históricos e, portanto, exige o monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$. Mais informações sobre os métodos aplicados podem ser obtidas no endereço eletrônico da autoridade nacional designada (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>). Em seguida, os dados fornecidos pela autoridade nacional designada brasileira serão usados na verificação do projeto.

As reduções de emissão (ER) deste projeto são calculadas diretamente a partir da eletricidade fornecida pelo projeto para a rede (EG) multiplicada pelo fator de emissão (EF).

A eletricidade futura fornecida pelo projeto à rede é estimada com base na capacidade instalada da central hidrelétrica e o seu fator de capacidade. A estimativa de geração de energia é apresentada na seção dos parâmetros monitorados.

Para fim do cálculo das reduções de emissões ex-ante, a margem operacional e a margem de construção publicada pela autoridade nacional designada brasileira para o ano de 2007, com os dados mais recentes, é usada. Para mais detalhes, consulte a seção B.6.1. Para fins de estimativa, foram aplicados os números fornecidos pela autoridade nacional designada para o ano de 2007. Ao aplicar os números publicados à fórmula apresentada na etapa 3 da seção B.6.1., o $EF_{grid,OM-DD,y}$ obtido foi:

$$EF_{grid,OM-DD,2007} = 0,2476 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

A margem de construção para o ano de 2007 publicada pela autoridade nacional designada é:

$$EF_{BM,2007} = 0,0794 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

Com esses números, ao aplicar a fórmula apresentada na etapa 6 da seção B.6.1., temos:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,5 \times 0,2476 + 0,5 \times 0,0794$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0,1635 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

Além disso, conforme a ACM0002, versão 12.1, EB 58, novos projetos de energia hidrelétrica com reservatórios deverão considerar as emissões do projeto, estimadas como segue:



a) se a densidade energética (PD) da usina for maior que 4 W/m^2 e menor ou igual a 10 W/m^2 :

$$PE_y = EF_{\text{Re}} \cdot TEG_y \div 1000$$

Onde:

PE_y = Emissão do reservatório expressa como $\text{tCO}_2\text{e/ano}$.

EF_{Res} = é o fator de emissão padrão para emissões de reservatórios e o seu valor padrão conforme a EB23 é $90 \text{ Kg CO}_2\text{e/MWh}$.

TEG_y = Total de eletricidade produzida pela atividade do projeto, inclusive a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida a cargas internas no ano y (MWh).

Considerando os dados abaixo para a atividade de projeto proposta, as emissões do projeto devem ser consideradas:

PCH Pampeana

Potência instalada = 28 MW

Energia garantida = $22,43^{24}$

Área do reservatório: $4,17 \text{ km}^2$

Densidade energética = $6,71 \text{ W/m}^2$ ou $6,71 \text{ MW/ km}^2$

PCH Terra Santa

Potência instalada = 27,4 MW

Energia garantida = $21,89 \text{ MW}^{25}$

Área do reservatório: $6,25 \text{ km}^2$

Densidade energética = $4,38 \text{ W/m}^2$ ou $4,38 \text{ MW/ km}^2$

²⁴ De acordo com a resolução nº8 do ministério de minas e energia (MME), de 25 de junho de 2007, disponível em http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/legislacao/portaria/Portaria_n_135-2007.pdf

²⁵ Idem à nota de rodapé 23.



Tabela 13: Geração total de energia e estimativa de redução total de tCO₂ da PCH Pampeana

Ano	TEGy (MWh)	Instalação EG,y (MWh)	PE (tCO ₂)	CERs estimados (sem consideração de PE)	CERs totais estimados (tCO ₂ e)
2011 *	130.991	124.178	11.789	20.303	8.514
2012	196.487	186.267	17.684	30.455	12.771
2013	196.487	186.267	17.684	30.455	12.771
2014	196.487	186.267	17.684	30.455	12.771
2015	196.487	186.267	17.684	30.455	12.771
2016	196.487	186.267	17.684	30.455	12.771
2017	196.487	186.267	17.684	30.455	12.771
2018 **	65.496	62.089	5.895	10.152	4.257
TOTAL	1.375.408	1.303.868	123.787	213.182	89.396

* A partir de 1º de julho

** Até 30 de junho

Tabela 14: Geração total de energia e estimativa de redução total de tCO₂ da PCH Terra Santa

Ano	TEGy (MWh)	Instalação EG,y (MWh)	PE (tCO ₂)	CERs estimados (sem consideração de PE)	CERs totais estimados (tCO ₂ e)
2011 *	127.838	121.024	11.505	19.787	8.282
2012	191.756	181.536	17.258	29.681	12.423
2013	191.756	181.536	17.258	29.681	12.423
2014	191.756	181.536	17.258	29.681	12.423
2015	191.756	181.536	17.258	29.681	12.423
2016	191.756	181.536	17.258	29.681	12.423
2017	191.756	181.536	17.258	29.681	12.423
2018 **	63.919	60.512	5.753	9.894	4.141
TOTAL	1.342.295	1.270.755	120.807	207.768	86.962

* A partir de 1º de julho

** Até 30 de junho



B.6.4. Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões:

Tabela 15: Estimativa total de redução de tCO₂ do projeto

Anos	Estimativa de emissões da atividade de projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de vazamento (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de redução geral de emissões (toneladas de CO ₂ e)
Ano 1 - (2011)*	23.295	40.091	0,0	16.796
Ano 2 - (2012)	34.942	60.136	0,0	25.194
Ano 3 - (2013)	34.942	60.136	0,0	25.194
Ano 4 - (2014)	34.942	60.136	0,0	25.194
Ano 5 - (2015)	34.942	60.136	0,0	25.194
Ano 6 - (2016)	34.942	60.136	0,0	25.194
Ano 7 - (2017)	34.942	60.136	0,0	25.194
Ano 8 - (2018)**	11.647	20.045	0,0	8.398
Total (toneladas de CO₂e)	244.593	420.951	0,0	176.358

* A partir de 1º de julho

** Até 30 de junho

B.7. Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:

B.7.1. Dados e parâmetros monitorados:

Os dados monitorados e exigidos para a verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o fim do período de obtenção de créditos ou a última emissão de CERs para esta atividade de projeto, o que ocorrer por último.

Dado/Parâmetro:	EG _y , Pampeana
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Geração líquida de eletricidade do projeto transmitida à rede a partir da PCH de Pampeana.
Fonte dos dados:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Pampeana: 186.267 MWh
Descrição dos métodos e procedimentos de	Medição horária e registro mensal.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 03.1.



MDL – Conselho Executivo

página 37

medição a serem aplicados:	
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede. Conferida por controle interno e recibo de vendas ou por comprovantes da Câmara Comercializadora de Energia Elétrica - CCEE. Os procedimentos de medição de energia QA/QC são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados têm nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal).
Comentário:	-

Dado/Parâmetro:	EG_y , Terra Santa
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Geração líquida de eletricidade do projeto transmitida à rede a partir da PCH de Terra Santa.
Fonte dos dados:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Terra Santa: 181.536 MWh
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição horária e registro mensal.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede. Conferida por controle interno e recibo de vendas ou por comprovantes da Câmara Comercializadora de Energia Elétrica - CCEE. Os procedimentos de medição de energia QA/QC são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados têm nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal).
Comentário:	-

Dado/Parâmetro:	TEG_y , Pampeana
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Total de eletricidade produzida pela PCH Pampeana, inclusive a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida a cargas internas no ano y.
Fonte dos dados:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Pampeana: 196.487
Descrição dos métodos e	Medição horária e registro mensal.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 03.1.



MDL – Conselho Executivo

página 38

procedimentos de medição a serem aplicados:	
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede. Conferido por controle interno. Os procedimentos de medição de energia QA/QC são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados têm nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal).
Comentário:	O total de energia produzida pela atividade do projeto é um parâmetro operacional que deve ser monitorado durante a operação da usina. Relatórios regulares serão consolidados e arquivados eletronicamente.

Dado/Parâmetro:	TEG_y , Terra Santa
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Total de eletricidade produzida pela PCH Terra Santa, inclusive a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida a cargas internas no ano y.
Fonte dos dados:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Terra Santa: 191.756
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição horária e registro mensal.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede. Conferido por controle interno. Os procedimentos de medição de energia QA/QC são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados têm nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal).
Comentário:	O total de energia produzida pela atividade do projeto é um parâmetro operacional que deve ser monitorado durante a operação da usina. Relatórios regulares serão consolidados e arquivados eletronicamente.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 03.1.



MDL – Conselho Executivo

página 39

Dado/Parâmetro:	<i>Cap_{PJ, Pampeana}</i>
Unidade do dado:	MW
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica de Pampeana após da implantação da atividade do projeto.
Fonte dos dados:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Pampeana: 28 MW
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Documento oficial anexo do ministério das minas e energia, “Portaria MME nº100 (energia garantida)”, mostra a potência instalada para ambas usinas, rastreadas em vermelho.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	-

Dado/Parâmetro:	<i>Cap_{PJ, Terra Santa}</i>
Unidade do dado:	MW
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica de Terra Santa após da implementação da atividade do projeto.
Fonte dos dados:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Terra Santa: 27,4 MW
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Documento oficial anexo do ministério das minas e energia, “Portaria MME nº100 (energia garantida)”, mostra a potência instalada para ambas usinas, rastreadas em vermelho.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	-



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 03.1.



MDL – Conselho Executivo

página 40

Dado/Parâmetro:	A _{PJ} , Pampeana
Unidade do dado:	km ²
Descrição:	Área do reservatório de Pampeana, medida na superfície da água, após a implantação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte dos dados:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Pampeana: 4,17
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A área do reservatório pode ser calculada com o mapa topográfico e a altura da superfície da água. O primeiro dado é obtido através do levantamento topográfico realizado na área; o segundo é obtido com medições locais feitas no reservatório durante a operação da usina. O levantamento topográfico foi feito para o empreendimento do projeto básico e as medições de elevação serão monitoradas anualmente durante a operação da usina.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O QA/QC das medições topográficas foi feito com dois receptores GPS de alta precisão (modelo: TOPCON HIPER) com 3 mm de exatidão. Após o levantamento, foi feita a verificação por conferência cruzada dos valores adquiridos com os dados públicos da ANEEL.
Comentário:	-

Dado/Parâmetro:	A _{PJ} , Terra Santa
Unidade do dado:	km ²
Descrição:	Área do reservatório de Terra Santa, medida na superfície da água, após a implantação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte dos dados:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Terra Santa: 6,25
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A área do reservatório pode ser calculada com o mapa topográfico e a altura da superfície da água. O primeiro dado é obtido através do levantamento topográfico realizado na área; o segundo é obtido com medições locais feitas no reservatório durante a operação da usina. O levantamento topográfico foi feito para o empreendimento do projeto básico e as medições de elevação serão monitoradas anualmente durante a operação da usina.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O QA/QC das medições topográficas foi feito com dois receptores GPS de alta precisão (modelo: TOPCON HIPER) com 3 mm de exatidão. Após o



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 03.1.



MDL – Conselho Executivo

página 41

	levantamento, foi feita a verificação por conferência cruzada dos valores adquiridos com os dados públicos da ANEEL.
Comentário:	-

Dado/Parâmetro:	$EF_{grid\ CM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia ligada à rede no ano y, calculado usando os valores publicados pela autoridade nacional designada brasileira.
Fonte do dado a ser usada:	Endereço eletrônico da autoridade nacional designada brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html)
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,1635
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A opção selecionada para calcular a margem de operação foi a análise de despacho, que não permite o rendimento do cálculo <i>ex-ante</i> do fator de emissão. Portanto, este valor será calculado anualmente com a aplicação dos números publicados pela autoridade nacional designada brasileira e seguindo as etapas fornecidas na “ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	$EF_{grid\ OM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação para a geração de energia ligada à rede no ano y, calculado usando os valores publicados pela autoridade nacional designada brasileira.
Fonte do dado a ser usada:	Endereço eletrônico da autoridade nacional designada brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html)
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,2476
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A opção selecionada para calcular a margem de operação foi a análise de despacho, que não permite o rendimento do cálculo <i>ex-ante</i> do fator de emissão. Portanto, este valor será calculado anualmente com a aplicação dos números publicados pela autoridade nacional designada brasileira e seguindo as etapas fornecidas na “ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema de eletricidade”.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 03.1.



MDL – Conselho Executivo

página 42

Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	$EF_{grid\ BM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção para a geração de energia ligada à rede no ano <i>y</i> , calculado usando os valores publicados pela autoridade nacional designada brasileira.
Fonte do dado a ser usada:	Endereço eletrônico da autoridade nacional designada brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html)
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,0794
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A opção selecionada para calcular a margem de operação foi a análise de despacho, que não permite o rendimento do cálculo <i>ex-ante</i> do fator de emissão. Portanto, este valor será calculado anualmente com a aplicação dos números publicados pela autoridade nacional designada brasileira e seguindo as etapas fornecidas na “ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	
Comentário:	

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:

De acordo com os procedimentos definidos pela “Metodologia consolidada de monitoramento aprovada ACM0002” – “Metodologia consolidada para geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis”, 12 (2010).

Ela consiste no uso de equipamento de medição projetado para registrar e verificar bidirecionalmente a energia gerada pela instalação. Essa medição de energia é fundamental para verificar e monitorar as reduções de emissões de GEE. O plano de monitoramento permite o cálculo das emissões de GEE geradas pela atividade do projeto de forma direta, aplicando o fator de emissão da linha de base.

O projeto prosseguirá com as medições necessárias para o controle e monitoramento da energia. Juntamente com as informações apresentadas pela ANEEL e pela ONS, será possível monitorar a geração de energia do projeto e a mistura de energia da rede. Além disso, as informações sobre a geração de energia e a energia fornecida à rede são controladas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A CCEE viabiliza e regulamenta a comercialização de energia elétrica.



Haverá quatro medidores de energia especificados pela CCEE. Cada PCH terá um medidor e haverá dois medidores (principal e reserva), de modelo SL7000, usado para faturamento. Antes do início das operações, a CCEE exige que esses medidores sejam calibrados por uma entidade credenciada da Rede Brasileira de Certificação (RBC). As medições serão controladas em tempo real pela Central de Operação e Gestão (COG) em Cuiabá, capital do estado do Mato Grosso. Os dados de medição serão comparados entre os medidores, para que quaisquer problemas possam ser detectados. Em caso de problemas, o pessoal da usina será acionado.

Os medidores modelo SL7000, usados para a medição EGy, são bidirecionais. A medição é realizada na saída da linha de transmissão de 138 KV em cada usina e é redundante, ou seja, em caso do primeiro medidor falhar, o segundo o substitui automaticamente. Não há perdas de transmissão a serem consideradas, uma vez que as medições são realizadas na saída da linha de transmissão de 138 KV de cada usina.

A eletricidade total produzida por ambas as usinas será monitorada por um medidor de energia (modelo IDM 144, fabricado pela ABB, precisão de 0,5%), localizado nas centrais da PCH Pampeana e da PCH Terra Santa no terminal de saída de cada gerador. Todas as medições serão consolidadas em relatórios internos com base na medição horária.

O Grupo Brennand será responsável pela calibração (a cada 2 anos) e manutenção do equipamento de monitoramento, por lidar com possíveis ajustes e incertezas dos dados de monitoramento, pela análise de resultados/dados relatados, por auditorias internas da conformidade de GEE do projeto com exigências operacionais e por ações corretivas.

A Brennand é responsável pela gestão do projeto, bem como por organizar e treinar a equipe nas técnicas apropriadas de monitoramento, medição e relatos. Além disso, a Brennand está elaborando um manual de operação, manutenção e emergência. Os técnicos serão treinados na montagem e operação.

A ANEEL poderá visitar a usina para inspecionar a operação e a manutenção das instalações.

O Grupo Brennand, empresa que controla Pampeana Energética S.A. e Várzea do Juba Energética S.A. , contratou empresas especializadas para executar seus programas ambientais. Após o início das operações comerciais, a renovação de áreas degradadas e de áreas de preservação permanentes será feita de acordo com os regulamentos das agências ambientais, através de uma equipe de especialistas no meio ambiente, que também monitorará a conformidade com os regulamentos das agências ambientais. Estudos realizados durante a fase de concepção das atividades de projeto demonstram os impactos ambientais e a interferência sobre o desenvolvimento social na região da usina, indicando as medidas de mitigação a serem adotadas durante a fase de construção. Essas medidas estão sendo tomadas rigorosamente. Os dados sobre o impacto ambiental estão sendo arquivados pelas PCHs e pelas agências ambientais.

Os dados monitorados e exigidos para a verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o fim do período de obtenção de créditos ou a última emissão de CERs para esta atividade de projeto, o que ocorrer por último.



B.8. Data da conclusão da aplicação do estudo da linha de base e da metodologia de monitoramento e nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(eis):

Data de conclusão do esboço final desta seção de linha de referência e metodologia de monitoramento (DD/MM/AAAA): 18/11/2010.

Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:

Empresa: Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.

Endereço: Rua Padre João Manoel, 222

CEP + cidade: 01411-000 São Paulo, SP

País: Brasil

Pessoa de contato: Gustavo M. Ribeiro

Cargo: Analista de projeto

Telefone: +55 (11) 3063-9068

Fax: +55 (11) 3063-9069

E-mail: gustavo.ribeiro@eqao.com.br A Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. é consultora do projeto e participante do projeto.

SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto/período de obtenção de créditos

C.1 Duração da atividade do projeto:

C.1.1. Data de início da atividade do projeto:

01/07/2006 (compra dos principais equipamentos, como geradores, turbinas e peças técnicas relacionadas)

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade do projeto:

25y-0m

C.2 Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:

C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável:

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

01/07/2011 ou na data de registro da atividade de projeto de MDL, o que ocorrer por último.

C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:



7y-0m

C.2.2 Período de obtenção de créditos fixo:

C.2.2.1. Data de início:

Não aplicável.

C.2.2.2. Duração:

Não aplicável.

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:

No Brasil, o patrocinador de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluidora ou potencialmente poluidora, ou qualquer outra capaz de causar degradação ambiental, é obrigado a obter uma série de alvarás da agência ambiental relevante (federal e/ou local, dependendo do tipo de projeto e do local).

O impacto ambiental do projeto é considerado pequeno pela definição de pequenas centrais hidrelétricas do país hospede. Por definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), resolução nº 652, de 9 de dezembro de 2003, no Brasil uma pequena hidrelétrica deve ter capacidade instalada maior que 1 MW mas não acima de 30 MW e com área do reservatório menor do que 3 km², mas não acima de 13 km².

Embora projetos de pequenas hidrelétricas tenham impactos ambientais reduzidos devido às suas barragens menores e aos seus tamanhos de reservatórios reduzidos, os patrocinadores do projeto devem obter todas as licenças exigidas pela regulamentação ambiental brasileira (resolução CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente nº 237/97):

- A licença prévia (ou LP),
- A licença de instalação (LI); e
- A licença de operação (LO).

O processo do alvará ambiental possui natureza administrativa e foi implementado pela política nacional de meio ambiente, estabelecida pela Lei nº 6938, de 31 de outubro de 1981. Adicionalmente, outras normas e leis foram emitidas pelo CONAMA e agências estatais locais.

A fim de obter todas as licenças ambientais, todos os projetos de pequenas centrais hidrelétricas deverão mitigar os seguintes impactos:



- Inundação de terras indígenas e áreas históricas de escravidão – a autorização para isso depende da decisão do Congresso Nacional;
- Inundação de áreas de preservação ambiental, formadas legalmente como Parques Nacionais e Unidades de Conservação;
- Inundação de áreas urbanas ou comunidades rurais;
- Reservatórios em que haverá expansão urbana futura;
- Eliminação do patrimônio natural;
- Perdas expressivas devido a outros usos da água;
- Inundação de áreas históricas protegidas; e
- Inundação de cemitérios e outros locais sagrados.

O processo é iniciado por uma análise prévia (estudos preliminares) pelo departamento ambiental local. Após isso, se o projeto for considerado ambientalmente viável, os patrocinadores devem preparar a avaliação ambiental, que é basicamente composta pelas seguintes informações:

- Motivos para a implementação do projeto;
- Descrição do projeto, inclusive informações relativas ao reservatório;
- Diagnóstico ambiental preliminar, mencionando os principais aspectos bióticos e antrópicos;
- Estimativa preliminar dos impactos do projeto; e
- Possíveis medidas para mitigação e programas ambientais.

O resultado dessas avaliações é a licença prévia (LP), que reflete a compreensão positiva da agência ambiental local sobre os conceitos do projeto ambiental.

A fim de obter a licença de instalação (LI), é necessária (a) informações adicionais sobre a avaliação prévia; (b) uma nova avaliação simplificada; ou (c) o projeto básico ambiental, de acordo com a decisão da agência ambiental informada na LP.

A licença de operação (LO) é resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, apresente as conclusões e todas as referências que corroboram a documentação da avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã.

Para a emissão das licenças de instalação, a agência ambiental do Mato Grosso solicitou o cumprimento dos seguintes programas para os projetos de PCHs de Pampeana e Terra Santa, também mencionados no relatório do programa ambiental dos projetos:



- Limpeza do reservatório;
- Resgate da fauna e flora silvestre (terrestre e aquática);
- Monitoramento da fauna e da flora;
- Reflorestamento;
- Qualidade do monitoramento da água;
- Controle da erosão;
- Recuperação de área degradada;
- Educação ambiental;
- Monitoramento arqueológico.

As usinas de Pampeana e Terra Santa possuem as licenças de instalação nº 1070/2006 e nº 360/2006 emitida pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente (SEMA) do Mato Grosso, em 16 de fevereiro de 2007 e 18 de maio de 2006. Essas licenças eram válidas até 16 de dezembro de 2008 e 18 de maio de 2009, respectivamente.

O projeto não implica em impactos ambientais transfronteiriços negativos significativos, caso contrário, as licenças não teriam sido emitidas. Todos os documentos relacionados ao licenciamento operacional e ambiental são públicos e podem ser obtidos na Secretaria de Estado do Meio Ambiente (SEMA) e com os participantes do projeto.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários das partes interessadas locais:

A autoridade nacional designada brasileira, a “Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima”, solicita comentários às partes interessadas locais e o relatório de validação emitido por um DOE autorizado, de acordo com a resolução nº1, emitida em 11 de setembro de 2003, a fim de fornecer a carta de aprovação.

A resolução determina que os convites diretos para comentários sejam enviados pelos proponentes do projeto pelo menos para os seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades do projeto em até 15 dias antes do GSP:

- Governos e conselhos municipais;
- Agências ambientais estaduais e municipais;
- Fórum brasileiro de ONGs e movimentos sociais para o meio ambiente e desenvolvimento;
- Associações comunitárias;



- Ministério público (estadual e federal).

Cartas de convites foram enviadas aos seguintes agentes - via correio - em 16 de abril de 2008:

- Prefeitura de Tangará da Serra e Barra dos Bugres.
- Assembléia Municipal de Tangará da Serra e Barra dos Bugres.
- Agência Ambiental de Tangará da Serra e Barra dos Bugres.
- Associação Comercial e Industrial de Tangará da Serra and APAE – Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais;
- SEMA – Secretaria do Estado do Meio Ambiente;
- Ministério público federal e do estado do Mato Grosso;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente.

Cópias das cartas e das confirmações de recebimento dos correios estão disponíveis mediante solicitação e foram enviadas ao DOE durante a validação da atividade do projeto.

Não foram levantadas questões nas reuniões públicas relacionadas ao projeto no processo local (exigido pela autoridade nacional designada) nem no processo das partes interessadas globais (exigido pelas modalidades e procedimentos do MDL).

E.2. Síntese dos comentários recebidos:
--

FBOMS enviou uma carta sugerindo o uso do Gold Standard ou de ferramentas similares.

E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

Os participantes do projeto consideram que as solicitações feitas pelo governo brasileiro são suficientes para serem usadas como indicadores sustentáveis que são seguidos por esta atividade de projeto MDL.



Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO

Organização:	Pampeana Energética S.A.
Rua/Caixa Postal:	Av. Engenheiro Domingos Ferreira, nº 2589 – 8º andar
Edifício:	Empresarial Alexandre de Castro e Silva
Cidade:	Recife
Estado/Região:	Pernambuco
CEP:	50020-031
País:	Brasil
Telefone:	+55 (81) 2173-7010
FAX:	+55 (81) 2137-7094
E-Mail:	ricardo.rego@brennandenergia.com.br
URL:	
Representado por:	Mr. Ricardo Rêgo
Cargo:	Administrative-Finance Director
Forma de tratamento:	Mr.
Sobrenome:	Rêgo
Segundo Nome:	
Nome:	Ricardo
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 (81) 2173-7010
Tel. direto:	+55 (81) 2137-7094
E-mail pessoal:	ricardo.rego@brennandenergia.com.br



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 03.1.



MDL – Conselho Executivo

página 50

Organização:	Várzea do Juba Energética S.A.
Rua/Caixa Postal:	Av. Engenheiro Domingos Ferreira, nº 2589 – 8º andar
Edifício:	Empresarial Alexandre de Castro e Silva
Cidade:	Recife
Estado/Região:	Pernambuco
CEP:	50020-031
País:	Brasil
Telefone:	+55 (81) 2173-7010
FAX:	+55 (81) 2137-7094
E-Mail:	ricardo.rego@brennandenergia.com.br
URL:	
Representado por:	Mr. Ricardo Rêgo
Cargo:	Administrative-Finance Director
Forma de tratamento:	Mr.
Sobrenome:	Rêgo
Segundo Nome:	
Nome:	Ricardo
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 (81) 2173-7010
Tel. direto:	+55 (81) 2137-7094
E-mail pessoal:	ricardo.rego@brennandenergia.com.br



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 03.1.



MDL – Conselho Executivo

página 51

Organização:	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel 222
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
E-Mail:	focalpoint@eqao.com.br
URL:	
Representado por:	Mrs. Melissa Sawaya Hirschheimer
Cargo:	
Forma de tratamento:	Mrs.
Sobrenome:	Hirschheimer
Segundo Nome:	Sawaya
Nome:	Melissa
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 (11) 3063-9069
Tel. direto:	+55 (11) 3063-9068
E-mail pessoal:	focalpoint@eqao.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido com o presente projeto.

O presente projeto não é uma Assistência Oficial para o Desenvolvimento derivado de um país do Anexo 1.



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Para os fins das atividades de MDL, o sistema brasileiro de eletricidade foi delineado como um único sistema interconectado, abrangendo as cinco regiões geográficas do país (norte, nordeste, sul, sudeste e centro-oeste). Isso foi determinado pela autoridade nacional designada brasileira por sua resolução nº8, emitida em 26 de maio de 2008.

Mais informações estão disponíveis no site da autoridade nacional designada brasileira
<<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/3881.html>>

MARGEM DE CONSTRUÇÃO												
Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - ANUAL												
2009												
	0.0794											
MARGEM DE OPERAÇÃO												
Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - MENSAL												
2009	MÊS											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	0.2813	0.2531	0.2639	0.2451	0.4051	0.3664	0.2407	0.1988	0.1622	0.1792	0.1810	0.1940



Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

A metodologia aplicável a este projeto é a metodologia consolidada de monitoramento aprovada ACM0002, versão 12.1, de 2010 – “Metodologia consolidada para geração de eletricidade sem emissões ligada à rede a partir de fontes renováveis”. Mais informações podem ser vistas na seção B.7.2 – Descrição do plano de monitoramento.

O monitoramento de procedimentos de QA/QC é informado na seção B.7.2.



Anexo 5

BIBLIOGRAFIA

- ACM0002 (2007).** Metodologia consolidada de monitoramento aprovada 0002 - Metodologia consolidada para geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis. Versão 12.1, EB 58. **ANEEL (2007).** Banco de Informações de Geração - BIG. Capacidade de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica. Web-site: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>
- BERNARDO, A. E.; CHOWDHRY, B.; GOYAL, A. (2005).** Growth options, beta and cost of capital. Trabalho acadêmico da UCLA, Los Angeles, março de 2005. Disponível em <http://www.anderson.ucla.edu/document/areas/fac/finance/24-05.pdf>.
- BNDES (2000).** O setor elétrico – Desempenho 1993/1999. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, nº 53. <http://www.bndes.gov.br/>.
- CAMACHO, F. (2004).** Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 11, n. 21, p.139-164, junho 2004.
- CCEE (2007).** Histórico de preços semanais. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Web-site: <http://www.ccee.org.br/>
- DAMODARAN, A. (2003).** Country risk and company exposure: theory and practice. Journal of Applied Finance, Tampa, p. 63-76, outono/inverno.
- ELETROBRÁS (1999).** Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Centrais Elétricas Brasileiras S/A Web-site: <http://www.eletrobras.gov.br/>.
- ESPARTA, A. R. J. (2008).** Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: a experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura. Março de 2008.
- IBGE (2008).** Banco de dados Cidades@. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Web-site <http://www.ibge.gov.br/cidadesat/default.php>.
- STOWE, J. D. et al.(2002).** Analysis of equity investments: valuation. 1 ed. Baltimore: AIMR, 2002. 318 p.
- UNEP-LAC (2002).** Relatório final da sétima reunião do Comitê Intersessional do Fórum de Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do . Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, escritório regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).
- Endereço eletrônico da Convenção-quadro das Nações Unidas sobre a mudança do clima – CQNUMC (2008).** Web-site: <http://cdm.unfccc.int/index.html>



Comissão mundial de barragens – WCD (2000). Dams and development: a new framework for decision making. Earthscan Publications. Londres, Reino Unido.