



**Formulário do documento de concepção de projeto  
para atividades de projeto MDL de pequena escala  
(Versão 05.0)**

**DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)**

<b>Título da atividade de projeto</b>	Projeto MDL da PCH Lajeado (JUN1189), Brasil
<b>Número da versão do DCP</b>	2
<b>Data de conclusão do DCP</b>	17/10/2014
<b>Participante(s) do projeto</b>	Hidroelétrica Lajeado Ltda.
<b>Parte Anfitriã</b>	Brasil
<b>Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s), e onde aplicável, linha(s) de base padronizada(s) selecionada(s)</b>	Escopo Setorial I: Indústria de Energia (fontes renováveis/não-renováveis) Metodologia AMS- I.D. (versão 17.0)
<b>Montante anual médio estimado das reduções de emissão de GEE</b>	18.476 tCO <sub>2</sub> e

## SEÇÃO A. Descrição da atividade de projeto

### A.1. Propósito e descrição geral da atividade de projeto

A atividade de projeto consiste na construção da **Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Lajeado** com 8,793 MW de capacidade instalada. A PCH Lajeado estará localizada nas cidades de Chapadão do Sul e Cassilândia, estado do Mato Grosso do Sul, Brasil.

O principal objetivo da atividade de projeto é fornecer energia elétrica renovável para o Sistema Interligado Nacional - SIN, deslocando a geração térmica movida a combustível fóssil presente no sistema por geração de energia renovável. O cenário de linha de base é o mesmo que o cenário existente antes da implementação da atividade de projeto, e será detalhado na seção B3 e B4. Além disso, o cenário existente antes da implementação da atividade de projeto é apenas o lugar sem qualquer outra usina construída (este é um projeto *greenfield* - novo).

Além disso, melhora o fornecimento de energia elétrica do país, contribuindo para a sua sustentabilidade ambiental, devido ao aumento da quota de energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade. Assim, a atividade de projeto suporta a construção de um novo projeto de energia renovável como uma alternativa ambientalmente sustentável de geração de energia elétrica (redução de emissões estimadas são 18.476 tCO<sub>2</sub>/ano ou 129.332 tCO<sub>2</sub> para os 7 primeiros anos).

No que diz respeito à contribuição do projeto para a mitigação das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), a atividade de projeto reduz as emissões desses gases evitando que operem termelétricas que utilizam combustíveis fósseis como fonte de energia. Na ausência da atividade de projeto, combustíveis fósseis seriam queimados em usinas termelétricas ligadas à rede para suprir a demanda elétrica do país. A iniciativa da atividade de projeto ajuda o Brasil a cumprir suas metas de promover o desenvolvimento sustentável.

Para os participantes do projeto a atividade de projeto é uma alternativa de geração de eletricidade sustentável, pois o projeto consiste de uma Pequena Central Hidrelétrica com um pequeno reservatório, que tem baixo impacto ambiental, quase zero se comparado a grandes usinas hidrelétricas.

A atividade de projeto também está alinhada com as necessidades específicas do país anfitrião (desenvolvimento sustentável), por que:

- Contribui para a sustentabilidade ambiental, pois reduz o uso de energia fóssil (fontes não renováveis). Assim, o projeto contribui para o melhor uso dos recursos naturais e faz uso de tecnologias limpas e eficientes;
- Ele amplia a oportunidade de emprego na área onde o projeto está localizado;
- Contribui para melhorar as condições da economia local, porque o uso de energia renovável reduz a nossa dependência de combustíveis fósseis, reduz a quantidade de poluição e os custos sociais associados a ela.

Além disso, o projeto diversifica as fontes de geração e também descentraliza a geração de energia, trazendo benefícios específicos, tais como:

- Aumento da confiabilidade, com menores interrupções;
- Menos demandas relacionadas à margem de reserva;
- Melhor qualidade de energia para a região;
- Menos perdas em linhas de transmissão e distribuição;
- Controle da energia reativa;
- Mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição.

## A.2. Localização da atividade de projeto

### A.2.1. Parte Anfitriã

Brasil

### A.2.2. Região/Estado/etc.

Região Centro Oeste – Estado do Mato Grosso do Sul

### A.2.3. Cidade/Comunidade/ etc.

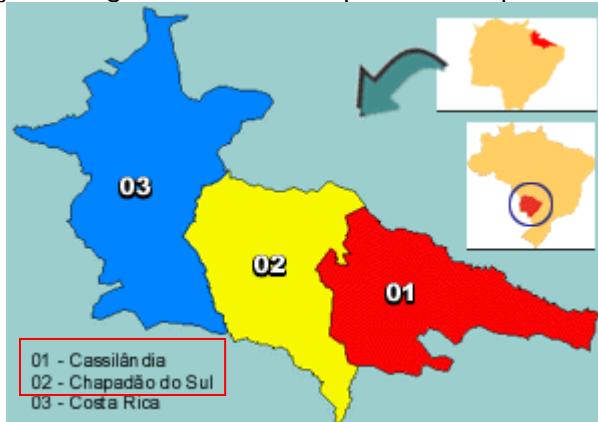
Municípios de Chapadão do Sul e Cassilândia

### A.2.4. Localização Física/ Geográfica

A atividade de projeto está localizada no Rio Indaiá Grande nos municípios de Chapadão do Sul e Cassilândia, estado do Mato Grosso do Sul, Brasil. As coordenadas geográficas são: 19º 03' 26" S e 52º 31' 51" O (ou em Decimal: -19,054444 S e -52,530833 O).

A figura 1 ilustra a localização do empreendimento.

**Figura 1:** Localização Geográfica dos Municípios de Chapadão do Sul e Cassilândia



Fonte: <http://www.citybrazil.com.br>

## A.3. Tecnologias e/ou medidas

A atividade de projeto é uma nova planta hidroelétrica a fio d'água (escopo setorial: Indústria de Energia - fontes renovável/não renovável). Antes da implementação do projeto proposto, a eletricidade era gerada pela matriz de usinas operacionais, que tem uma forte participação das usinas a combustíveis fósseis<sup>1</sup>. A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa, evitando a entrada em funcionamento de usinas termelétricas que usam combustíveis fósseis (estimado em 18.476 tCO<sub>2</sub>/ano). Na ausência da atividade de projeto, combustíveis fósseis seriam queimados em usinas termelétricas que estão interligados à rede.

A tecnologia utilizada no empreendimento é o uso potencial da energia hídrica do rio "Indaiá Grande", para geração de eletricidade através da energia gravitacional da água, que é usado para mover turbinas e acionar geradores que permitem a geração de eletricidade. Esta é uma fonte de energia limpa e renovável que apresenta o mínimo de impacto ambiental. A tecnologia e os equipamentos utilizados na atividade do projeto serão desenvolvidos e fabricados no Brasil. Não há previsão de transferência de tecnologia ou conhecimento para o país anfitrião.

A PCH Lajeado será interligada à matriz energética brasileira e deve fornecer energia para o sistema elétrico. O ponto de conexão será na Subestação de Chapadão do Sul da ENERSUL, distante 30 km da PCH (esta linha de transmissão será dividida com outra PCH - a PCH Volta Grande que não pertence ao mesmo PP).

<sup>1</sup> <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/operacaocapacidadebrasil.asp>

O empreendimento é classificado como Pequena Central Hidrelétrica de energia. De acordo com a resolução 652, de 9/12/2003 da ANEEL para ser considerado uma pequena usina hidrelétrica, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km<sup>2</sup> (300 ha) e a capacidade de geração deve estar entre 1 MW e 30 MW. Este tipo de empreendimento também é chamado de planta "fio d'água" que não inclui reservas significativas de água.

As características técnicas dos principais equipamentos<sup>2</sup> da PCH a ser implementada podem ser vistos na Tabela 1, abaixo:

**Tabela 1:** Principais dados da PCH Lajeado

<b>Grupo Gerador</b>	
<b>Turbina</b>	
Quantidade	2
Tipo	Francis
Potência (kW)	2 x 4.562
Rotação nominal (rpm)	300
Rendimento (vazão 100%)	93%
<b>Gerador</b>	
Quantidade	2
Tipo	Síncrono trifásico
Potência Ativa Nominal (kW)	2 x 4.419
Freqüência (Hz)	60
Fator de Potência	0,9
Eficiência (com cargas externas)	96,3%
Tensão (kV)	6,9

Em operação no cenário existente antes da implementação da atividade de projeto que é o mesmo que o cenário de linha de base, não havia qualquer operação no local onde a PCH será instalada, então não havia qualquer instalação, sistemas ou equipamentos trabalhando.

Os equipamentos de monitoramento deverão estar localizados em um painel dentro da subestação Chapadão do Sul (o ponto de conexão à rede, responsável pela geração de eletricidade entregue ao SIN). Ambos devem ser bidirecionais, classe 0,2. Mais detalhes nas seções B.7.1 e B.7.3. Os fluxos de massa e energia e equilíbrio dos sistemas e equipamentos relevantes para a atividade do projeto são descritos na seção B.3.

<sup>2</sup> Todos os equipamentos são novos com mais de 20 anos de vida útil esperada.

<sup>3</sup> Baseado no Documento Público "Portaria 156 de 04/06/2014" da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético.

#### A.4. Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitriã) indicada como uma Parte anfitriã	Entidade(s) privada(s) e\ou pública(s) participante(s) do projeto (quando aplicável)	Indique se a parte envolvida gostaria de ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
<b>Brasil (anfitrião)</b>	<b>Hidroelétrica Lajeado Ltda. (entidade privada)</b>	<b>Não</b>

#### A.5. Financiamento público da atividade de projeto

Não há financiamento público provido por partes do Anexo I, de modo que a receita de créditos de carbono é a opção escolhida.

#### A.6. Desagrupamento da atividade de projeto

Baseado nas informações fornecidas no Apêndice C das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de pequena escala no âmbito do MDL, esta atividade de projeto não é um componente desmembrado de um projeto ou programa maior. Este é um único projeto de MDL proposto pelo desenvolvedor de projeto neste momento. O participante do projeto não se registrou nem operou (não está, portanto, engajado de nenhuma forma) em qualquer outra atividade de projeto de MDL de pequena escala em energia hidrelétrica, ou empregando qualquer outra tecnologia dentro do limite do projeto, e em torno do limite do projeto.

O Despacho da ANEEL de Número 1.558 de 12/11/2011 define todas as possíveis atividades de projeto no mesmo rio que a atividade de projeto proposta. Por esta evidência é possível confirmar que não existe outra atividade de projeto MDL registrada pelos mesmos participantes, na mesma categoria de projeto e tecnologia/medida, registrada nos últimos dois anos, cujo limite do projeto está dentro de 1 quilômetro do limite da atividade de projeto de pequena escala proposta no ponto mais próximo.

### SEÇÃO B. Aplicação da linha de base e metodologia de monitoramento selecionadas e aprovadas e linha de base padronizada

#### B.1. Referência da metodologia e linha de base padronizada

A metodologia de linha de base e monitoramento aprovadas foram obtidas no seguinte link:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/RSCTZ8SKT4F7N1CFDXCSA7BDQ7FU1X>

AMS-I.D. Geração de Energia Elétrica Renovável conectada à rede – Versão 17.0 (válida a partir de 17 de Junho de 2011).

E:

- Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico (versão 04.0.0)
- Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos (versão 05)
- Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade (07.0.0)
- Orientações sobre a demonstração da adicionalidade das atividades de projeto de pequena escala (09.0)

#### B.2. Elegibilidade da atividade de projeto

De acordo com a lista de escopos setoriais disponibilizada no sítio de internet da CNUMC, a categoria na qual o projeto está classificado é o Escopo Setorial I - Indústrias de Energia (fontes renováveis/não renováveis).

A atividade de projeto é aplicável ao tipo I de projetos de pequena escala (energia renovável), metodologia I.D. - Geração de energia elétrica renovável conectada à rede - pois ela se encaixa nas exigências de aplicabilidade necessárias para esta categoria.

Esta categoria compreende fontes renováveis, como hidrálicas, que fornecem eletricidade para uma rede regional ou nacional. Para ser elegível para esta categoria de projeto a pequena central hidrelétrica deve satisfazer pelo menos uma das seguintes condições:

*Usinas hidrelétricas com reservatórios que satisfaçam pelo menos uma das seguintes condições são elegíveis para aplicar esta metodologia:*

- A atividade de projeto é implementada num reservatório existente sem modificar o volume do reservatório (**não aplicável**);
- A atividade de projeto é implementada num reservatório existente, onde o volume do reservatório é incrementado e a Densidade de Potência da atividade do projeto na seção Emissões do Projeto é maior que  $4 \text{ W/m}^2$  (**não aplicável**);
- A atividade de projeto resulta num novo reservatório e a densidade de potência da planta hidrelétrica, dada por definição na seção Emissões do Projeto, é maior que  $4 \text{ W/m}^2$  (**aplicável**).

A capacidade instalada da PCH Lajeado que será implementada nesta atividade de projeto é 8,793 MW. O limite máximo estabelecido para Projetos MDL de Pequena Escala é de 15MW. Portanto, a capacidade deste projeto está abaixo do limite estabelecido pela metodologia. Esta será uma nova planta e irá resultar em um novo reservatório com Densidade de Potência (DP) de  $228 \text{ W/m}^2$ , portanto maior que os  $4 \text{ W/m}^2$  elegíveis para esta metodologia.

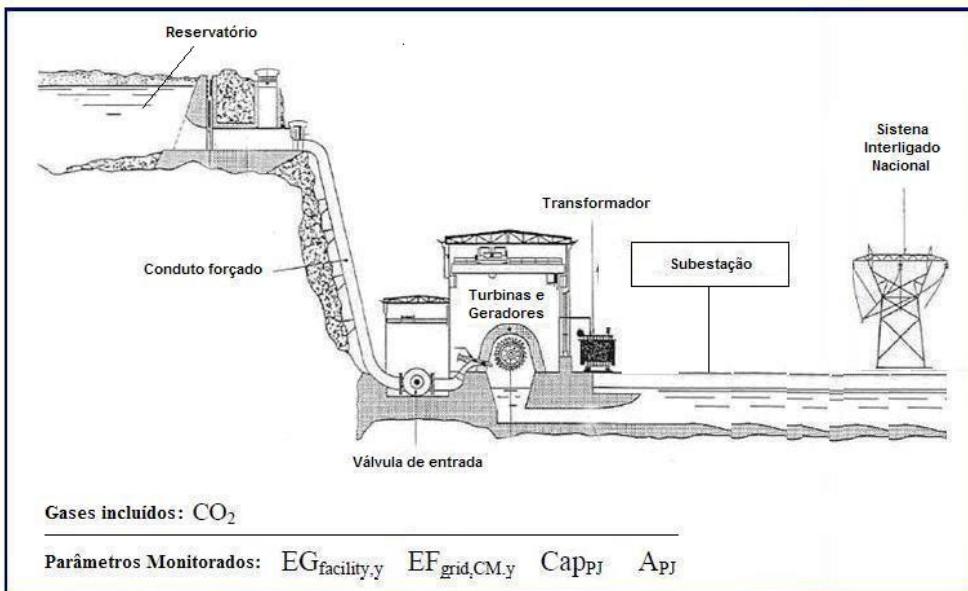
### **B.3. Limites do projeto**

De acordo com a metodologia AMS-I.D:

*A extensão espacial do limite do projeto inclui a usina do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade que a usina do projeto de MDL está conectada.*

Deste modo o limite do projeto é a área onde o projeto está localizado a qual inclui a área do reservatório, barragem, casa de força que inclui os principais equipamentos turbinas e geradores, a subestação da PCH, sistema de medição e o Sistema Interligado Nacional.

O diagrama abaixo mostra o limite do projeto:



Os gases de efeito estufa inclusos ou exclusos nos limites do projeto estão apresentados abaixo:

Fonte		GEE	Incluído?	Justificativa / Explicação
<b>Linha de Base</b>	Emissões de CO <sub>2</sub> de geração de eletricidade em usinas a combustível fóssil substituídas devido à atividade de projeto	CO <sub>2</sub>	Sim	Fonte principal de emissão
		CH <sub>4</sub>	Não	Fonte de emissão secundária
		N <sub>2</sub> O	Não	Fonte de emissão secundária
<b>Atividade de Projeto</b>	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH <sub>4</sub> do reservatório	CO <sub>2</sub>	Não	Fonte de emissão secundária
		CH <sub>4</sub>	Não	Fonte de emissão secundária. De acordo com a ACM0002, emissões do reservatório devem ser consideradas para atividades de projeto de energia hidrelétrica que resultam em novos reservatórios e atividades de projeto de energia hidrelétrica que resultem em aumento de reservatórios existentes, se a densidade de potência (DP) da usina é maior que 4W/m <sup>2</sup> e menor ou igual a 10 W/m <sup>2</sup> . Este não é o caso da atividade de projeto, conforme demonstrado na Seção B.6.
		N <sub>2</sub> O	Não	Fonte de emissão secundária

No que diz respeito à localização do ponto de conexão com a rede, a eletricidade da PCH Lajeado será despachada pela subestação de Chapadão do Sul (que pertence a ENERSUL - concessionária local do sistema interligado) situada no município de Chapadão do Sul - MS sendo

este o ponto<sup>4</sup> de conexão com o SIN.

#### B.4. Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base

De acordo com a AMS I.D.:

*O cenário de linha de base é que a eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto de outra forma teria sido gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração na rede.*

A atividade de projeto é a construção de uma nova usina / unidade renovável conectada à rede.

As emissões de linha de base são o produto de energia elétrica da linha de base  $EG_{BL,y}$  expressa em MWh de eletricidade produzida pela unidade de geração renovável multiplicada pelo fator de emissão da rede (em tCO<sub>2</sub>e/MWh) calculada de maneira transparente e conservadora.

Na ausência da atividade de projeto (cenário de linha de base), a energia elétrica estaria sendo gerada por outras usinas conectadas à rede, incluindo usinas à base de combustíveis fósseis (mais detalhes sobre o cenário de linha de base e Sistema Interligado Nacional - SIN na Seção B.6).

A atividade de projeto utiliza como fonte para o cálculo do fator de emissão do SIN os coeficientes de margem de operação e construção divulgadas pela Autoridade Nacional Designada (AND) do país anfitrião - disponível publicamente.

O Fator de Emissão de CO<sub>2</sub> resultante da geração de energia elétrica verificada no SIN é calculado com base no registro da geração de usinas operadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O método usado para fazer este cálculo é o método de análise de despacho. Estas informações são necessárias para projetos de energia renovável conectados à rede elétrica e implantados no Brasil no âmbito do MDL.

Os dados resultantes do trabalho do ONS, do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) estão disponíveis para os proponentes do projeto MDL. Desta maneira, eles podem ser aplicados no cálculo *ex-ante* das emissões evitadas pela atividade de projeto, e a redução de emissão será calculada *ex-post*.

Maiores detalhes do desenvolvimento da linha de base do projeto podem ser vistos através do link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html>.

#### B.5. Demonstração de adicionalidade

De acordo com o Guia para Demonstração de Adicionalidade de Projetos de Pequena Escala (versão 09.0 de 20 de Julho de 2012), deve ser feita uma análise de barreiras a fim de demonstrar a adicionalidade do projeto, conforme descrito abaixo:

*"Os participantes do projeto deverão proporcionar uma explicação para mostrar que a atividade de projeto não teria ocorrido de qualquer maneira devido à pelo menos uma das seguintes barreiras":*

**(a) Barreira para investimento:** Esta barreira avalia se há alternativa mais viável financeiramente para a atividade do projeto que poderia levar a maiores emissões;

---

<sup>4</sup> Mais detalhes sobre o ponto de conexão podem ser encontrados no documento "REA. ANEEL 4.605, de 25 de Março de 2014"

(b) **Barreira tecnológica:** Esta barreira avalia se uma alternativa menos avançada tecnologicamente para a atividade de projeto envolve menores riscos que uma tecnologia nova com um desempenho incerto ou um pequeno espaço de mercado adotado na atividade de projeto o que poderia levar a maiores emissões;

(c) **Barreira devido à prática prevalecente:** Avalia se a prática vigente, exigências regulatórias ou requisitos legais podem levar a uma tecnologia com maiores níveis de emissões;

(d) **Outras barreiras:** Esta barreira avalia se as emissões teriam sido maiores sem a atividade de projeto, por qualquer outro motivo identificado, como barreiras institucionais ou informações limitadas, recursos gerenciais, capacidade organizacional, recursos financeiros ou capacidade de absorver novas tecnologias.

A Barreira da atividade de projeto está descrita abaixo:

### **Barreira de investimento**

Será produzida uma análise de investimento para determinar como a atividade de projeto proposta não é a opção mais economicamente ou financeiramente atrativa.

O método de análise de *benchmark* (referência) é utilizado para demonstrar a barreira de investimento (considerada apropriado para o contexto de decisão deste tipo de atividade de projeto)<sup>5</sup>.

O indicador financeiro escolhido para a atividade de projeto MDL é a Taxa Interna de Retorno (**TIR do Capital Próprio**), porque este é a composição da taxa de retorno efetiva anualizada que pode ser obtida com o capital investido.

A análise financeira / econômica é baseada em parâmetros que são padrões de mercado.

A análise de benchmark (referencial) é realizada através da comparação da TIR do projeto com o benchmark. O benchmark estabelecido para essa comparação é o **Custo do Capital Próprio (Ke)**, extraído do cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC em sua sigla em inglês), de acordo com as regras contábeis comumente aceitas. Os detalhes são descritos abaixo:

### **Cálculo e comparação dos indicadores financeiros**

#### Ke - Custo do Capital Próprio

O custo de capital próprio foi calculado em linha com as "Diretrizes para avaliação da análise de investimento", publicado na 62<sup>a</sup>. reunião do Conselho Executivo do MDL (Anexo 5) fazendo uso de fontes confiáveis, e a TIR do Capital Próprio pode ser comparável com o Custo do Capital Próprio porque os retornos requeridos/esperados sobre o capital próprio são referências apropriadas para uma TIR do capital próprio, como descrito no item 12 desta Diretriz.

#### Cálculo do Custo de Capital Próprio

O custo de capital próprio foi calculado da seguinte forma:

$$K_e = R_f + Beta * (US Premium + Country ERP)^6$$

---

<sup>5</sup> Conforme a ACM0002, outras opções podem ser o custo simples ou análise de comparação de investimento, mas desde que a atividade de projeto tem outras receitas que os benefícios do MDL o custo simples deve ser descartado e não há alternativas de investimento para os patrocinadores do projeto. Assim, a análise de benchmark foi adotada a fim de verificar a adicionalidade.

Onde:

$K_e$  = Custo do capital próprio (também referido como Retorno do Capital Próprio);

$R_f$  = Taxa livre de risco;

US Premium = Prêmio de risco dos Estados Unidos;

Country ERP = Prêmio de risco do capital próprio no Brasil;

Beta = fator de ajuste para refletir o risco dos projetos, este valor é a média das empresas de energia no Brasil, alavancado para a estrutura de capital da atividade de projeto.

Em nosso caso o retorno livre de risco é a média das taxas dos títulos americanos (T-Bond com maturidade de 10 anos<sup>7</sup>) correspondente aos anos 2003 a 2012. Valor a ser aplicado 3,22%<sup>8</sup>.

*US Premium* e também *Country ERP* (para o Brasil) estão disponíveis na referência de A. Damodaran disponível em <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/ctryprem12.xls>. Valores aplicados 5,80% e 2,63%<sup>9</sup> respectivamente.

Para o estabelecimento do Beta foi feito uso da referência de *A. Damodaran* para empresas brasileiras (Betas médios para Indústria de Geração de Eletricidade<sup>10</sup> alavancada para a estrutura de capital proposta para a atividade de projeto<sup>11</sup>). Valor aplicado 1,409.

É importante observar que esta atividade de projeto faz uso de fontes confiáveis e também fontes conservadoras para o cálculo de benchmark de acordo com as referências apresentadas nas "Diretrizes para avaliação da análise de investimento".

Portanto:

$$K_e = 3,22\% + 1,409 * (5,80\% + 2,63\%)$$

Logo

**$K_e = 15,09\%$ <sup>12</sup>**

Abaixo, a tabela 2 resume os valores de referência para a TIR da atividade do projeto e o valor do capital próprio utilizado como benchmark.

<sup>6</sup> A. Damodaran na apresentação "Estimativas de Taxa de Desconto" - slide 16 - opção 2 (assumindo que a exposição da empresa ao risco país é similar a exposição à outros riscos de mercado).

<sup>7</sup> O prazo de vencimento mais longo disponível publicamente na página de A. Damodaran.

<sup>8</sup> [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/histret.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/histret.html) Taxa média de retorno dos T-Bonds = 5,64% - 2,42% (para ser em termos reais, é descontada a taxa de inflação projetada com base no índice CPI <http://www.bls.gov/cpi/cpifiles/cpiai.txt>) da página: [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/data.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html) (se possível, serão considerados 10 anos para a suposição do parâmetro histórico desde que este reflete, com garantia razoável, o cenário planejado para a PCH com mais de 20 anos de vida útil de operação).

<sup>9</sup> Com base na classificação brasileira de Baa2 (conforme Agência Moody, o último e mais conservador disponível antes da data da Decisão de Investimento, uma vez que é a classificação de crédito mais elevada alcançada pelo país anfitrião).

<sup>10</sup> <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/emergcompfirm11.xls> (Ano 2012, País: Brasil, Grupo de Industria: Eletricidade) resulta em 0,849 - da página: [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/data.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html) e documento "Camacho\_BNDES\_2006\_rev2509-1.pdf", página 15.

<sup>11</sup> Beta não alavancado = Beta alavancado / 1+D/E (1-T) onde D= Dívida, E = Capital Próprio, T = Impostos - logo 1,409 = 0,849 \* (1 + (50% / 50% (1-34%))) fonte: BNDES, Camacho

<sup>12</sup> Favor checar a planilha "Ke\_Lajeado\_v2" providenciada para mais detalhes sobre o cálculo realizado (TIR e Referencial (Benchmark) estão em termos reais e pós taxas).

**Tabela 2:** Quadro comparativo entre a TIR da atividade de projeto e o benchmark do projeto

Benchmark – Custo do Capital Próprio (%)	TIR Lajeado (%)
15,09	9,99

O fluxo de caixa foi elaborado para 20 anos de operação<sup>13</sup>.

O fluxo de caixa da atividade do projeto será integralmente apresentado às entidades de validação em uma planilha separada. Na planilha também são identificadas todas as fontes de referência para os valores aplicados.

O fluxo de caixa tem como principais valores de entrada os seguintes:

**Tabela 3:** Principais valores de entrada do fluxo de caixa

Parâmetro	PCH Lajeado
Investimento (R\$)	37.819.000,00
Energia firme (MWmed)	5,07 <sup>14</sup>
Preço da Energia (R\$/MWh)	139,00
Operação e Manutenção (R\$/ano)	1.323.665,00

A TIR do Capital Próprio ficou abaixo do valor do custo do capital próprio do proponente do projeto. A análise mostra que o projeto está destruindo o capital do investidor considerando os parâmetros que compõem o cálculo do capital próprio da PCH, enfrentando, portanto, barreiras ao investimento, porque há alternativas mais atraentes.

A lista completa dos valores de entrada (parâmetros) do fluxo de caixa é apresentada abaixo:

VALOR DE ENTRADA	VALOR	UNIDADE
Investimento	37.819.000,00	R\$ - Real
Capital próprio	18.909.500,00	R\$ - Real
Dívida	18.909.500,00	R\$ - Real
Taxa bruta de Juros	9,0%	%
Inflação Projetada	4,5%	%
Juros da Dívida (real termo)	4,5%	%
Período da dívida	16	anos
Energia Assegurada	5,07 <sup>15</sup>	MW médio
Potência instalada	8.793	MW
Eletricidade líquida gerada por ano	44.413 <sup>16</sup>	MWh / ano

<sup>13</sup> Como definido em *Aplicabilidade das "Diretrizes para avaliação da análise de investimento"* versão 01.0 uma vez que a vida útil operacional é maior que 20 anos.

<sup>14</sup> Baseado nos estudos FSR e apenas considerado para a análise de investimentos, uma vez é o valor disponível no momento da decisão de investimento, o valor oficial emitido pela Secretaria de Planejamento Energético e Desenvolvimento (4,88 MW médios) tornou-se disponível recentemente e deve definir a geração de energia da PCH e também a geração de créditos de carbono (além disso 5,07 MW médios é mais conservador para a análise de investimentos).

<sup>15</sup> Ver número de referência 14

Preço da Energia	139,00	R\$/MWh
Fluxo de caixa do período considerado	20	anos
PIS - Programa de Contribuição Social	0,65%	sobre a receita bruta
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social	3,00%	sobre a receita bruta
Valor base para o cálculo do IR	8,00%	sobre a receita bruta
Valor Base para o cálculo da Contribuição Social	12,00%	sobre a receita bruta
IR - Imposto de Renda	15%	no valor base
CSLL - Contribuição Social sobre o Lucro Líquido	9%	no valor base
IR Adicional	10%	no valor base
Operação e Manutenção Anual (O&M)	1.323.665,00	R\$/ ano
ANEEL - Taxa de Fiscalização	18.394,52	R\$ / ano
Taxa de Distribuição (TUSD) - "sobretaxa"	0,96	R\$/MWh
Taxa de Uso do Sistema de Distribuição Charge - TUSD	2,45	R\$/KW
Taxa MRE - Mecanismo de Realocação de Energia	8,81	R\$/MWh
Seguro	75.638,00	R\$ / ano
Taxa de Comercialização de Energia	123.468,70	R\$ / ano
Provisões	2%	sobre a receita bruta
Valor Residual da PCH	60%	sobre o ativo total

As RCEs são instrumentos altamente significativos para os empresários superarem as barreiras, melhorando a qualidade do investimento e, consequentemente, estimulando futuros investimentos em geração de energia limpa

Para entender melhor a barreira de investimento também foi realizada uma **análise de sensibilidade** em que foram variados os seguintes parâmetros: (1) Preço da Energia, (2) Investimento, (3) Energia Assegurada e (4) Custos de Operação e Manutenção (O&M), a fim de verificar o impacto financeiro destas no projeto.

A **Análise de ponto de equilíbrio** foi realizada a fim de discutir a probabilidade de ocorrência destes cenários.

A tabela 4 apresenta os principais resultados da análise.

**Tabela 4:** Análise de sensibilidade da PCH Lajeado

Parâmetro	Valor Original	% de desvio	Nova TIR	Ponto de Equilíbrio	% de desvio
Investimento (R\$)	37.819.000,00	-10,00	12,46%	30.871.649,70	- 18,37%
Energia firme (MWmed)	5,07	+10,00	12,33%	6,15	+ 21,40%
Preço da Energia (R\$/KWh)	139,00	+10,00	12,53%	166,38	+ 19,70%

<sup>16</sup> Ver número de referência 14

Operação e Manutenção (R\$/ano)	1.323.665,00	-10,00	10,59%	238.259,70	- 82,00%
------------------------------------	--------------	--------	--------	------------	----------

À luz das variações acima descritas, é possível verificar que, para todos os parâmetros analisados o ponto de equilíbrio supera a margem de variação de 10%, determinada pelo MDL como indicador de sensibilidade. Portanto, flutuações dessa amplitude não levariam a TIR da atividade de projeto a alcançar ou superar o benchmark considerado.

### Probabilidade de ocorrência de cenários do ponto de equilíbrio

Atingir o ponto de equilíbrio não é considerado viável, devido aos fatores que podem ser vistos abaixo:

#### Investimento (R\$)

Em relação aos custos totais de investimento, os valores de entrada vêm do documento "Ata da Reunião do Conselho" de 01 de Novembro de 2013 e também do documento "Tabela de Usos e Fontes"<sup>17</sup>. Além disso, no documento "finpchs\_BNDES.pdf" de 29/08/2007, o preço médio de custo de investimento para outras PCHs da mesma faixa de tamanho em construção, no Brasil, foi de R\$ 5,3 milhões/MW instalado<sup>18</sup> então superior à atividade de projeto, R\$ 4,3 milhões/MW instalado (quase 6 anos depois).

A análise de sensibilidade mostra que para alcançar o valor de referência, o valor de investimento deveria ter sido 18,37% menor do que o anteriormente previsto. O ponto de equilíbrio é de R\$ 30.871.649,70. Flutuações desta amplitude não são possíveis de ocorrer.

Assim, os valores de entrada são adequados, bem como conservadores.

#### Energia Assegurada (MWmédio)

A Energia Assegurada considerada foi 5,07 MWmédio (44.413,2 MWh/ano), como descrito no documento "Ata da Reunião do Conselho", e também no Estudo de Viabilidade do Projeto. Além disso, o cálculo foi entregue à ANEEL, a fim de ser validado por esta entidade técnica, mas o valor emitido por esta Agência foi 4,88 MWmédio (assim menor do que o valor previsto durante a decisão de investimento).

Devido a isso, não é possível para a atividade de projeto alcançar o ponto de equilíbrio em 6,15 MWmédio durante a vida útil do projeto.

#### Preço da Energia (R\$/MWh)

O valor do preço da energia, R\$ 139,00/MWh, utilizado nos cálculos financeiros está no documento "Ata da Reunião do Conselho" de 01 de Novembro de 2013 e pode ser confrontado com os preços do leilão CCEE<sup>19</sup> de 13 de dezembro de 2013 o qual - mesmo para empreendimentos como a atividade de projeto proposta, os preços são comercializados a R\$ 139,00/MWh. Também para atingir o valor de referência do preço da energia deveria ser 19,70% maior e flutuações como essa não são possíveis de ocorrer em uma média de longo prazo durante a vida útil do projeto.

#### Custos Operacionais - O&M

<sup>17</sup> Que detalha os custos explodidos da PCH

<sup>18</sup> Documento "finpchs\_BNDES.pdf" and in <http://www.abimaq.org.br/ceimaq/meta3/download/finpchs.pdf>

<sup>19</sup> [www.ccee.org](http://www.ccee.org) (Leilão Info Número 05 referindo-se a venda pública de energia da PCH). Levando-se em conta o preço da PCH Jardim e PCH Morro Grande, que tem capacidade de produção quase igual ao da AP.

Este parâmetro (que compreende a soma dos salários dos empregados e custos de manutenção) foi considerado de 3,5% do ativo total por ano (R\$ 1,323.665,00). Para atingir o benchmark seria necessária uma redução de 82% neste parâmetro, a flutuação a este nível é impossível de ocorrer, mostrando que este é um parâmetro não sensível o suficiente para este tipo de atividade do projeto.

À luz das variações acima descritas, é possível verificar que todos os parâmetros analisados para o ponto de equilíbrio superaram a margem de variação de 10% determinado pelo MDL como indicador de sensibilidade. Portanto, as flutuações desta amplitude não levariam a TIR da atividade do projeto a atingir ou superar o valor de referência considerado.

A atividade do projeto levou em consideração as receitas de vendas de RCEs para a sua implantação. Estes benefícios financeiros gerados em moeda forte (dólar ou euro) trazem para o projeto uma melhor segurança contra desvalorizações monetárias.

Portanto, a atividade de projeto é adicional.

**Tabela 5:** Cronologia de eventos de implantação da PCH Lajeado

31/08/2007	Emissão da Licença Ambiental Prévia	Licença Ambiental Prévia
28/04/2008	Emissão da Licença Ambiental de Instalação	Licença Ambiental de Instalação
19/04/2013	Renovação da Licença Ambiental de Instalação	Licença Ambiental de Instalação
01/11/2013	Decisão de Investimento da Atividade de Projeto	Ata da Reunião do Conselho
25/03/2014	Autorização para a Hidroelétrica Lajeado se estabelecer como Produtor Independente de Energia	Despacho ANEEL Número 4.605
16/07/2014	Consideração Prévia do MDL	<a href="https://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html">https://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html</a>
06/02/2014	Data de início da Atividade de Projeto	Data do contrato de aquisição das turbinas
01/08/2014	Início da Construção da PCH	Cronograma de Construção da PCH
01/01/2016	Início da Operação da PCH	Cronograma de Construção da PCH

## B.6. Reduções de Emissão

### B.6.1. Explicação da(s) metodologia(s) escolhida(s):

#### Emissões da linha de base

As emissões da linha de base são o produto da eletricidade fornecida pela atividade de projeto à rede ( $EG_{BL,y}$  em MWh) multiplicada pelo fator de emissão da rede ( $EF_{CO2,grid,y}$ , em tCO<sub>2</sub>/MWh).

$$BE_y = EG_{BL,y} \cdot EF_{CO2,grid,y}$$

Onde:

- $BE_y$  = Emissões da linha de base no ano y (tCO<sub>2</sub>)
- $EG_{BL,y}$  = Quantidade de energia elétrica fornecida à rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh).
- $EF_{CO2,grid,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da rede no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh).

O Fator de Emissão pode ser calculado de uma maneira transparente e conservadora como segue:

*Margem combinada (CM), consistindo de uma combinação da Margem de Operação (OM) e Margem de Construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para cálculo do Fator de Emissão para um sistema elétrico”.*

Então, da ferramenta, o fator de emissão da rede é  $EF_{grid,CM,y}$  o qual nesse caso é o mesmo usado na presente atividade de projeto:  $EF_{CO2,grid,y}$ .

Considerando que a atividade de projeto é baseada em PCHs, o cálculo do fator de emissão da margem combinada deve usar os seguintes valores padrão para  $w_{OM}$  e  $w_{BM}$ :

$w_{OM} = 0,5$  e  $w_{BM} = 0,5$  para o primeiro período dos créditos, e  $w_{OM} = 0,25$  e  $w_{BM} = 0,75$  para o segundo e terceiro período dos créditos.

### Emissões do Projeto

Como a Densidade de Potência (PD) é maior que 10W/m<sup>2</sup> (como definido na metodologia ACM0002).

$$PE_y = 0$$

$PE_y$  = Emissões do projeto no ano y

$$PD_{Lajeado} = 8,793 \text{ MW} / 0,0385 \text{ Km}^2 = 228 \text{ W/m}^2$$

### Fugas

Não há nenhuma transferência de energia dos equipamentos de geração para qualquer outra atividade fora do limite da atividade do projeto. Então, a fuga é considerada zero.

$$L_y = 0$$

### Reduções de Emissões

As reduções de emissões são calculadas como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

Como  $PE_y = 0$  e  $L_y = 0$ ,  $ER_y$  é:

$$ER_y = BE_y$$

$ER_y$  = Reduções de emissões no ano y (t CO<sub>2</sub>/ano)

$BE_y$  = Emissões da linha de base no ano y (t CO<sub>2</sub>/ano)

### B.6.2. Dados e Parâmetros fixados ex ante:

Dado / Parâmetro	$Cap_{Lajeado,y}$
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidroelétrica anterior à implementação da atividade de projeto. Para novas usinas, esse valor é zero.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valores aplicados	0
Escolha do Dado ou Métodos e procedimentos de medição	Não aplicável
Propósito do dado	Cálculo das emissões do projeto
Comentário Adicional	

Dado / Parâmetro	$A_{Lajeado,y}$
Unidade	$m^2$
Descrição	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio ( $m^2$ ). Para novos reservatórios, esse valor é zero.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valores aplicados	0
Escolha do Dado ou Métodos e procedimentos de medição	Não aplicável
Propósito do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentário Adicional	

### B.6.3 Cálculo ex-ante das reduções de emissão:

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o dado central a ser determinado no cenário da linha de base. No Brasil, a rede é interligada através do Sistema Interligado Nacional (SIN) em um sistema único.

#### Cálculo do “Fator de Emissão da Margem de Operação OM” ( $EF_{grid,OM-DD,y}$ )

O Fator de Emissão (OM) calculado pelo método da Análise dos Dados de Despacho (OM), é descrito 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 CO<sub>2</sub> da margem de operação no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh);  
 $EG_{PJ,h}$  Eletricidade despachada pela atividade de projeto na hora  $h$  do ano  $y$  (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$	Fator da emissão do CO <sub>2</sub> para usinas no topo da ordem de despacho na hora $h$ do ano $y$ (tCO <sub>2</sub> /MWh);
$EG_{PJ,y}$	Total de eletricidade deslocada pela atividade de projeto no ano $y$ (MWh);
$h$	Horas no ano $y$ em que a atividade do projeto está despachando eletricidade na rede;

$y$  Ano em que a atividade do projeto está despachando a eletricidade na rede.

Para efeito do cálculo *ex-ante* do valor do  $EF_{grid,OM-DD,y}$  foi calculada a média aritmética de 12 meses dos fatores de emissões da margem de operação, publicados pela AND ( dado disponível para o ano de 2013)<sup>20</sup>.

Fator Médio Mensal (tCO <sub>2</sub> /MWh)												
ano	2013											
mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
FE	0,6079	0,5958	0,5896	0,6010	0,5830	0,6080	0,5777	0,5568	0,5910	0,5891	0,6082	0,6102

Desta maneira, temos que o Fator de Emissão da Margem de Operação é:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = 0,5932$$

#### Cálculo do “Fator de Emissão da Margem de Construção BM” ( $EF_{grid,BM,y}$ )

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (BM) também precisa ser calculado, sendo determinado com a fórmula abaixo:

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

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$  Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de construção no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$EG_{m,y}$  Eletricidade gerada e despachada para a rede pela usina  $m$  no ano  $y$  (MWh);

$EF_{EL,m,y}$  Fator da emissão do CO<sub>2</sub> da usina  $m$  no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$m$  Unidades de geração incluídas na margem de construção.

Para calcular a Margem de Construção a Opção 2 da ferramenta para cálculo do fator de emissão foi escolhida. Então para o Fator de Emissão da Margem de Construção  $EF_{grid,BM,y}$  será adotado o valor referente ao ano de 2013 publicado pela AND (último dado disponível)<sup>21</sup>.

$$EF_{grid,BM,y} = 0,2713$$

#### Cálculo do “Fator de Emissão da Linha de Base” ( $EF_{grid,CM,y}$ )

Finalmente, o fator de emissão da Margem Combinada ( $EF_{grid,CM,y}$ ), é calculado através de uma fórmula de média ponderada, considerando ambos  $EF_{grid,OM-DD,y}$  e  $EF_{grid,BM,y}$  e os pesos  $w_{OM}$  e  $w_{BM}$  (são default 0,5), o que resulta:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,5932 \cdot 0,5 + 0,2713 \cdot 0,5 = 0,4322 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

<sup>20</sup> <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

<sup>21</sup> <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/346664.html#ancora>

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{CO2,grid,y}$$

A redução de emissões (ER) para esta atividade de projeto é:

$$ER = BE_y - (L_y + PE_y)$$

As emissões da linha de base são proporcionais à eletricidade despachada à rede durante o período de duração do projeto. As emissões de linha de base são calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ( $EF_{grid,CM,y}$ ) pela eletricidade gerada pela atividade do projeto.

$$BE_y = EG_{BL,y} \cdot EF_{CO2,grid,y}$$

A produção de eletricidade da PCH Lajeado ( $EG_{BL,y}$ ) no ano  $y$  é estimada em 42.748<sup>22</sup> MWh/ano. Portanto, as emissões da linha de base serão calculadas como segue:

$$BE_y = 42.748 \cdot 0,4322 = 18.476 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

Para este projeto fugas não são consideradas, então:

$$L_y = 0$$

Como mencionado anteriormente, a emissão do projeto é zero:

$$PE_y = 0$$

Enfim, a Redução de Emissão (ER) da atividade de projeto é:

$$ER = 18.476 - 0 - 0 = 18.476 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

#### B.6.4 Sumário da estimativa ex-ante de reduções de emissões:

Ano	Emissões da linha de base (tCO <sub>2</sub> e)	Emissões do projeto (tCO <sub>2</sub> e)	Fugas (tCO <sub>2</sub> e)	Reduções de emissões (tCO <sub>2</sub> e)
2016	18.476	0	0	18.476
2017	18.476	0	0	18.476
2018	18.476	0	0	18.476
2019	18.476	0	0	18.476
2020	18.476	0	0	18.476
2021	18.476	0	0	18.476
2022	18.476	0	0	18.476
Total	<b>129.332</b>	0	0	<b>129.332</b>
Número total de anos de crédito	7 anos, podendo ser renovado por mais 2 períodos de 7 anos cada			
Média anual sobre o período de crédito	18.476	0	0	18.476

#### B.7. Plano de monitoramento

<sup>22</sup> 4,88 MW médios x 8.760h (1 ano)

### B.7.1. Dados e Parâmetros a ser monitorados

<b>Dado / Parâmetro</b>	$EG_{Lajeado,y}$
<b>Unidade</b>	MWh/ano
<b>Descrição</b>	Quantidade de eletricidade fornecida pela PCH à rede (SIN) no ano y.
<b>Fonte do dado</b>	Local do projeto - Medidores de Energia (um principal e um retaguarda)
<b>Valor(es) aplicado (s)</b>	42.748 (calculado no arquivo “JUN1189_CERs_v1.xls”)
<b>Método de medição e procedimentos</b>	A eletricidade entregue à rede será registrada por medidores de eletricidade (um principal e um de retaguarda). Também a eletricidade entregue à rede será checada através dos mesmos medidores uma vez que eles são bidirecionais. Para segurança, os medidores serão lacrados após a calibração.
<b>Freqüência de monitoramento</b>	Medição contínua e pelo menos gravação mensal.
<b>Procedimentos GQ/CQ</b>	Os medidores devem atender os padrões industriais do Módulo 12.2 do ONS (o qual pode ser visualizado através do link: <a href="http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/91D2F3D5E0A476AC83257945005B18FC/\$file/Submodulo%2012.2_Rev_2.0.pdf?openelement">http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/91D2F3D5E0A476AC83257945005B18FC/\$file/Submodulo%2012.2_Rev_2.0.pdf?openelement</a> ), e regulações industriais para assegurar acuracidade (atualmente 0,2% de acuracidade e calibração a cada 2 anos). Estes dados serão utilizados para calcular as reduções de emissões. Os dados serão arquivados mensalmente (eletronicamente) e mantidos arquivados durante o período de creditação mais dois anos após seu término. Os dados dos medidores de energia serão contra checados com o banco de dados da CCEE para verificar a coerência dos dados. A periodicidade de calibração irá seguir o Procedimento 12.3 <sup>23</sup> do ONS.
<b>Objetivo do dado</b>	Cálculo das emissões de linha de base
<b>Comentários adicionais</b>	PP é o responsável pelas medições (leituras de checagem e/ou contra checagem)

<b>Dado / Parâmetro</b>	$EF_{grid,CM,y}$
<b>Unidade</b>	tCO <sub>2</sub> e/MWh
<b>Descrição</b>	Fator de Emissão da Margem Combinada para atividade de geração conectada a uma rede, no ano y, calculada utilizando a versão mais recente da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
<b>Fonte do dado</b>	Baseado em dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada).
<b>Valor(es) aplicado (s)</b>	0,4322
<b>Método de medição e procedimentos</b>	A margem combinada é calculada através de uma fórmula de média ponderada, considerando o $EF_{grid,OM-DD,y}$ e o $EF_{grid,BM,y}$ e os pesos $w_{OM}$ e $w_{BM}$ padrão 0,5, como na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
<b>Freqüência de monitoramento</b>	Anualmente.
<b>Procedimentos GQ/CQ</b>	Como o determinado pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
<b>Objetivo do dado</b>	Cálculo das emissões de linha de base

<sup>23</sup>

[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/5DA0C134065FB70F83257945005B1BDF/\\$file/Submodulo%2012.3\\_Rev\\_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/5DA0C134065FB70F83257945005B1BDF/$file/Submodulo%2012.3_Rev_2.0.pdf?openelement)

<b>Comentários adicionais</b>	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados relativos ao ano de 2013 (dados mais recentes disponíveis).
-------------------------------	---

<b>Dado / Parâmetro</b>	$EF_{grid,OM-DD,y}$
<b>Unidade</b>	tCO <sub>2</sub> e/MWh
<b>Descrição</b>	Fator de Emissão de CO <sub>2</sub> da margem de operação da rede, no ano y.
<b>Fonte do dado</b>	Dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada).
<b>Valor(es) aplicado (s)</b>	0,5932
<b>Método de medição e procedimentos</b>	De acordo com os procedimentos estabelecidos pela última versão da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
<b>Freqüência de monitoramento</b>	Mensalmente.
<b>Procedimentos GQ/CQ</b>	Este dado será anualmente atualizado para ser utilizado no cálculo <i>ex-post</i> do Fator de Emissão da Margem Combinada.
<b>Objetivo do dado</b>	Cálculo das emissões de linha de base
<b>Comentários adicionais</b>	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados relativos ao ano de 2013 (dados mais recentes disponíveis).

<b>Dado / Parâmetro</b>	$EF_{grid,BM,y}$
<b>Unidade</b>	tCO <sub>2</sub> e/MWh
<b>Descrição</b>	Fator de Emissão de CO <sub>2</sub> da margem de construção da rede, no ano y.
<b>Fonte do dado</b>	Dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada) para o ano y.
<b>Valor(es) aplicado (s)</b>	0,2713
<b>Método de medição e procedimentos</b>	De acordo com os procedimentos estabelecidos pela última versão da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
<b>Freqüência de monitoramento</b>	Anualmente.
<b>Procedimentos GQ/CQ</b>	Este dado será anualmente atualizado para ser utilizado no cálculo <i>ex-post</i> do Fator de Emissão da Margem Combinada.
<b>Objetivo do dado</b>	Cálculo das emissões de linha de base
<b>Comentários adicionais</b>	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados relativos ao ano de 2013 (dados mais recentes disponíveis).

<b>Dado / Parâmetro</b>	$Cap_{PJ - PCH Lajeado}$
<b>Unidade</b>	W
<b>Descrição</b>	Capacidade instalada da usina hidroelétrica após a implementação da atividade de projeto.
<b>Fonte do dado</b>	Placas dos equipamentos
<b>Valor(es) aplicado (s)</b>	8.793.000
<b>Método de medição e procedimentos</b>	A capacidade instalada deverá estar em acordo com o Despacho ANEEL #4.243 de 13/12/2013 e também com as placas dos equipamentos ou folhas de dados técnicos (após a instalação na Casa de Força da PCH).
<b>Freqüência de monitoramento</b>	Anual.
<b>Procedimentos GQ/CQ</b>	Determinado com base em padrões reconhecidos. Estes dados serão aplicados para o cálculo da Densidade de Potência
<b>Objetivo do dado</b>	Cálculo das emissões do projeto.

<b>Comentários adicionais</b>	
-------------------------------	--

<b>Dado / Parâmetro</b>	$A_{PJ - PCH Lajeado}$
<b>Unidade</b>	km <sup>2</sup>
<b>Descrição</b>	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio.
<b>Fonte do dado</b>	Despacho ANEEL 1.789 de 23/05/2012
<b>Valor(es) aplicado (s)</b>	0,0385
<b>Método de medição e procedimentos</b>	Empresas terceiras serão contratadas para o desenvolvimento de pesquisas topográficas e/ou processamento de imagem de satélite.
<b>Freqüência de monitoramento</b>	Anual.
<b>Procedimentos GQ/CQ</b>	
<b>Objetivo do dado</b>	Cálculo das emissões do projeto.
<b>Comentários adicionais</b>	Este dado será aplicado no cálculo da Densidade de Potência

### B.7.2 Plano de amostragem

Os dados e parâmetros monitorados na seção B.7.1 acima não são determinadas por um método de amostragem. Os dados são efetivamente medidos.

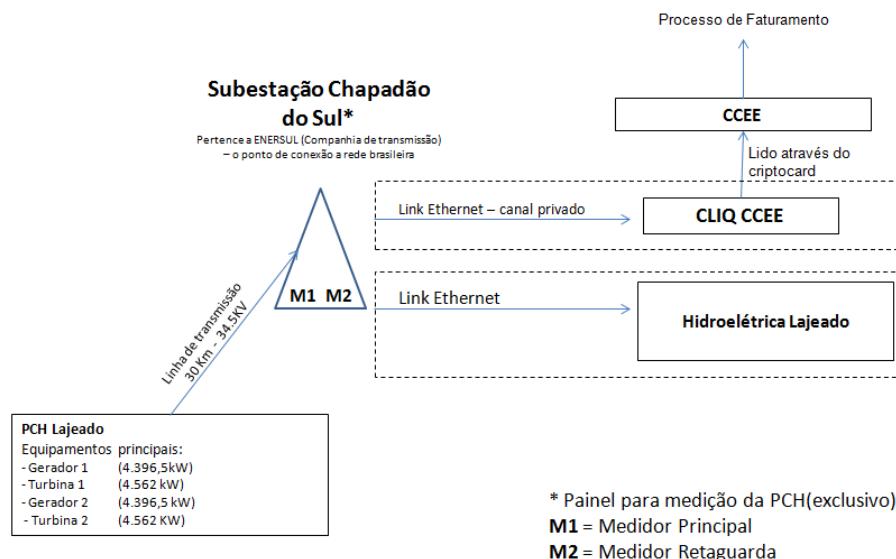
### B.7.3 Outros elementos do plano de monitoramento

Os procedimentos da atividade de projeto para monitoramento da geração de eletricidade seguem os parâmetros e regulamentos do setor elétrico brasileiro. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são os órgãos responsáveis pela especificação técnica do sistema de medição de energia e pelo faturamento. Esses órgãos monitoram e aprovam a acuracidade da contabilização da energia.

O agente responsável pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF) elabora o projeto em conformidade com as especificações técnicas das medições para faturamento, o qual deve incluir a localização dos pontos de medição, painéis de medição, medidores e sistemas para medição local e remota.

O sistema de medição deve fazer a medição e o registro da energia. Para fazer isto, os medidores serão instalados nos painéis de medição, os quais são localizados na sala de controle ou cabines de medição. Para esse sistema é garantida a inviolabilidade dos dados, pois os medidores são lacrados para segurança após sua calibração.

Haverá um painel de medição na subestação Chapadão do Sul, na cidade de Chapadão do Sul, exclusivo para a PCH Lajeado, contendo dois medidores (principal e reserva). O painel envia os dados de eletricidade despachados para a rede pelo CLIQ-CCEE e à Hidroelétrica Lajeado Ltda (que pode fazer a leitura e monitoramento dos dados por meio de sua própria equipe ou usando uma equipe terceirizada).



### Monitoramento dos dados:

As leituras dos medidores são usadas para o cálculo das reduções de emissão. As etapas do monitoramento são as seguintes:

- (1) Os dados serão medidos em base horária e gravados mensalmente;
- (2) Planilhas contendo a eletricidade entregue à rede serão geradas; os dados de medição da CCEE serão utilizados para calcular as reduções de emissão;
- (3) A Hidroelétrica Lajeado Ltda (responsável no Escritório Central) fornecerá à Carbotrader os dados monitorados coletados em seus medidores (com nível de acuracidade e incerteza detalhados na seção B.7.1) e os dados medidos pelo CLIQ CCEE;
- (4) As reduções de emissão serão gerenciadas pelo gerente de projetos responsável na Carbotrader.

Em caso de diferença entre as leituras mensais (do CLIQ CCEE e Hidroelétrica Lajeado Ltda) será considerada a menor para o cálculo das RCEs do projeto.

### Controle de Qualidade:

#### (1) Calibração dos medidores:

A calibração dos medidores será conduzida por organizações qualificadas que deverão cumprir os padrões nacionais e regulações industriais para assegurar a acurácia do sistema. O período de calibração irá seguir o Procedimento 12.3<sup>24</sup> do ONS. Após a calibração, os medidores deverão ser lacrados para segurança. Os certificados de calibração serão arquivados juntamente com os outros dados de monitoramento.

A classe de exatidão do equipamento que será utilizado na atividade de projeto está em conformidade com os padrões nacionais (NBR 14519 da Associação Brasileira de Normas Técnicas). Isto pode ser visto no Procedimento 12.2<sup>25</sup> do ONS.

#### (2) Tratamento de emergência

<sup>24</sup> [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/5DA0C134065FB70F83257945005B1BDF/\\$file/Submodulo%2012.3\\_Rev\\_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/5DA0C134065FB70F83257945005B1BDF/$file/Submodulo%2012.3_Rev_2.0.pdf?openelement)

<sup>25</sup> [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/91D2F3D5E0A476AC83257945005B18FC/\\$file/Submodulo%2012.2\\_Rev\\_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/91D2F3D5E0A476AC83257945005B18FC/$file/Submodulo%2012.2_Rev_2.0.pdf?openelement)

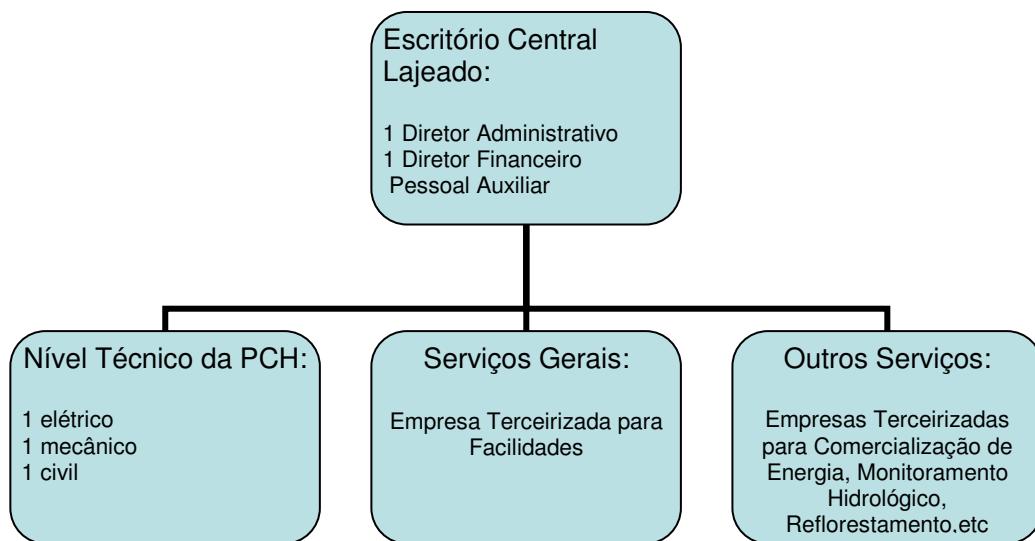
Em caso de indisponibilidade de medida de qualquer ponto de medição, decorrente de manutenção, comissionamento ou por qualquer outro motivo, será utilizada a metodologia de estimativa de dados conforme o item 14.3 do Procedimento de Comercialização PdC ME.01<sup>26</sup>.

### **Gerenciamento dos Dados:**

Todas as questões relacionadas à atividade de projeto serão tratadas pelo Setor de Gerência Executiva da Hidroelétrica Lajeado Ltda (no Escritório Central). Uma estrutura operacional para a PCH será designada e treinada previamente à entrada em operação comercial da PCH (em Nível Técnico).

Os dados serão anualmente arquivados (arquivo eletrônico) e serão mantidos por até dois anos após o término do período de créditos ou após a última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer mais tarde.

A estrutura de gerenciamento prevista está detalhada abaixo:



### **Procedimentos de Treinamento:**

Todo o treinamento necessário para a equipe operacional da usina será aplicado durante a construção da usina e durante sua operação comercial. Além disso um manual operacional da planta será elaborado com o intuito de prover as instruções asseguradas. Também, procedimentos de operação, manutenção e calibração irão seguir as regulamentações do Operador Nacional do Sistema (ONS).

### **Fatores de Emissão:**

Os fatores de emissão de CO<sub>2</sub> envolvidos na atividade de projeto ( $EF_{grid,CM,y}$ ,  $EF_{gris,OM-DD,y}$  e  $EF_{grid,BM,y}$ ), conforme mencionamos anteriormente, são fornecidos pela AND brasileira e podem ser vistos em seu sítio de internet (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>). Desta maneira, o monitoramento desses dados será ex-post, através do acesso periódico aos dados fornecidos pela AND.

<sup>26</sup> Documento "CCEE\_DOC\_014753[1].pdf"

**B.7.4 Data da conclusão da aplicação da metodologia e linha de base padronizada e informações de contato de pessoas / entidades responsáveis**

A data de conclusão do estudo sobre a aplicação da metodologia selecionada é 11/08/2014 e a data de conclusão da aplicação da linha de base padronizada selecionada não é aplicável a esta atividade de projeto.

Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Eireli é a entidade responsável pela aplicação da metodologia selecionada para esta atividade de projeto.

A pessoa responsável na Carbotrader é Arthur Augusto Clessie de Moraes, telefone +55 (11) 4522-7180, e-mail: [moraes.arthur@carbotrader.com](mailto:moraes.arthur@carbotrader.com).

## **SEÇÃO C. Duração e período de crédito**

### **C.1. Duração da atividade de projeto**

#### **C.1.1. Data de início da atividade de projeto**

06/02/2014 Data quando o contrato/oferta das turbinas foi assinado (o primeiro contrato principal assinado pelo Participante do Projeto).

#### **C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto**

30 anos e 0 meses<sup>27</sup>.

### **C.2. Período de crédito da atividade de projeto**

#### **C.2.1. Tipo do período de crédito**

Período de crédito renovável, sendo este o primeiro.

#### **C.2.2. Início do período de crédito**

01/10/2016 (ou na data de registro, o que ocorrer mais tarde).

#### **C.2.3. Duração do período de crédito**

7 anos e 0 meses, podendo ser renovável por mais dois períodos de 7 anos e 0 meses.

## **SEÇÃO D. Impactos ambientais**

### **D.1. Análise de impactos ambientais**

Em referência às permissões regulatórias, a PCH Lajeado possui as autorizações emitidas pela ANEEL:

- Despacho Nº 4.243 de 13/12/2013 emitido pela ANEEL. Aprovação do projeto básico da PCH Lajeado.
- Resolução Nº 4.605 de 25/03/2014 emitida pela ANEEL. Autorização à Hidroelétrica Lajeado para estabelecer-se como Produtor Independente de Energia.

Com relação às permissões ambientais a legislação requer a emissão das seguintes licenças:

- **Licença Prévia (LP):** fase preliminar de planejamento da atividade em que se avalia a concepção e localização do empreendimento. Nessa etapa são analisados o Estudo de

---

<sup>27</sup> A concessão outorgada pela ANEEL determina 30 anos para a exploração da PCH, como descrito no documento "rea20144605ti\_REA – Art 5.pdf". Além disso, a vida útil das turbinas e geradores também está em linha com Estudo de Vida Útil e Taxa de Depreciação, Volumes 1 e 2, desenvolvido pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá e publicado pela ANEEL, datado de Novembro de 2000.

Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) ou, conforme o caso, o Relatório de Controle Ambiental (RCA).

- **Licença de Instalação (LI):** autoriza a implantação do empreendimento. Nessa etapa é analisado o Plano de Controle Ambiental (PCA), que contém projetos dos sistemas de tratamento e/ou disposição de efluentes líquidos e atmosféricos e de resíduos sólidos etc.
- **Licença de Operação (LO):** autoriza a operação do empreendimento após a verificação do cumprimento das medidas determinadas nas fases de LP e LI.

A PCH Lajeado tem as seguintes licenças implementadas:

- **LP 265/2007** – Licença Ambiental Prévia da IMASUL. Emitida em 31/08/2007.
- **LI 23/2008** – Licença Ambiental de Instalação da IMASUL. Emitida em 28/04/2008.
- **LI 4/2013** – Licença Ambiental de Instalação da IMASUL. Emitida em 19/04/2013.

Os impactos ambientais causados pela atividade de projeto são considerados não significativos. As Pequenas Centrais Hidrelétricas possuem como principal característica a construção de um pequeno reservatório, porém desde que é um sistema a fio d' água o reservatório não é suficiente para estocar água para períodos secos por exemplo.

A PCH Lajeado atende a todos os requisitos ambientais para sua implantação, sendo isto demonstrado por sua Licença de Instalação emitida pela Agência Ambiental e cumpre as normas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), referente à apresentação dos Estudos de Inventário Hidrelétrico Simplificado.

O Plano Ambiental da PCH incluiu vários programas sociais e ambientais a serem avaliados durante a vida do projeto, e eles estão resumidos abaixo:

- Programa de Ocupação e Uso do Solo;
- Programa de Implantação da Floresta Ciliar;
- Gestão e Conservação da Flora;
- Gestão e Resgate da Fauna;
- Programa de Educação Ambiental;
- Programa de Compensação Ambiental;
- Programa de Comunicação Social;
- Programa de Gerenciamento de Resíduos Sólidos;
- Programa de Controle de Erosão;
- Programa de Controle de Ruído, Gases e Partículas;
- Programa de Monitoramento Limnológico e de Qualidade da Água;
- Programa de Recuperação da Área Degradada;
- Programa de Gestão Ambiental.

## **SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas:**

### **E.1. Convite de comentários das partes interessadas:**

De acordo com a Resolução nº 1, de 11 de setembro de 2003 e Resolução nº 7 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), quaisquer projetos de MDL devem enviar uma carta com a descrição do projeto e uma solicitação de comentários das partes interessadas locais.

A atividade de projeto está contida em apenas um estado da federação, sendo assim, os convites de comentários deverão ser endereçados aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades de projeto:

- Prefeitura e câmara dos vereadores do município envolvido;
- Órgãos ambientais estaduais e municipais envolvidos;

- Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento - <http://www.fboms.org.br>;
- Associações comunitárias;
- Ministério Público Estadual;
- Ministério Público Federal.

A fim de satisfazer e dar cumprimento a esta resolução os proponentes do projeto enviaram cartas convite, descrevendo o projeto, e solicitaram comentários das seguintes partes interessadas:

- Prefeitura Municipal de Chapadão do Sul;
- Câmara Municipal dos Vereadores de Chapadão do Sul;
- Secretaria de Desenvolvimento Econômico e Meio Ambiente de Chapadão do Sul;
- Prefeitura Municipal de Cassilândia;
- Câmara Municipal dos Vereadores de Cassilândia;
- Secretaria Municipal de Turismo, Esporte, Cultura, Lazer e do Meio Ambiente de Cassilândia;
- Associação Comercial Industrial Agropastoril de Chapadão do Sul;
- Associação dos Engenheiros Agrônomos de Chapadão do Sul
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Cassilândia;
- Associação Comercial e Empresarial de Cassilândia;
- IMASUL - Instituto de Meio Ambiente de Mato Grosso do Sul;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente (FBOMS);
- Ministério Público Estadual;
- Ministério Público Federal;

As partes interessadas acima foram convidadas a apresentar seus comentários sobre a atividade de projeto. As cartas foram encaminhadas as partes interessadas locais anteriormente ao início do processo de validação e mantêm-se abertas para comentários até o registro do projeto.

O sítio de internet onde o projeto está incluído em português é:  
<http://www.carbotrader.com/jun1189dcp.pdf>.

Adicionalmente houve consulta presencial a direção da Secretaria de Desenvolvimento Econômico e Meio Ambiente de Chapadão do Sul em companhia do auditor da EOD.

## **E.2. Resumo dos comentários recebidos:**

Das cartas convites até o presente momento não foram recebidos comentários das partes interessadas. Da reunião presencial com a Secretaria de Desenvolvimento Econômico e Meio Ambiente de Chapadão do Sul os comentários foram positivos e favoráveis ao projeto.

## **E.3. Relatório sobre como a consideração dos comentários recebidos:**

Não aplicável devido ao item E.2

## **SEÇÃO F. Aprovação e Autorização**

A Carta de Aprovação deve ser obtida após a emissão do Relatório Final da EOD e antes da solicitação de registro ao Conselho Executivo do MDL.



## Anexo 1. Informação de contato dos participantes do projeto e pessoas/entidades responsáveis

Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do Projeto <input type="checkbox"/> Pessoa / entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, onde aplicável, a linhas de base padronizada(s) selecionada(s) para a atividade de projeto
Nome da Organização	Hidroelétrica Lajeado Ltda
Rua/Caixa Postal	Fazenda Salto do Indaiá
Edifício	
Cidade	Chapadão do Sul
Estado/Região	Mato Grosso do Sul
CEP	79560-000
País	Brasil
Telefone	+55 42 3624-2748
Fax	+55 42 3624-2748
E-Mail	
Sítio de Internet	
Pessoa de contato	
Título	
Tratamento	Sr.
Sobrenome	lastrenski
Segundo nome	Marcos
Nome	Antonio
Departamento	Diretoria
Celular	+55 42 9977-2173
FAX direto	+55 42 3624-2748
Telefone direto	+55 42 3624-2748
E-Mail pessoal	marcos@megasul.net

## Anexo 2: Afirmação referente a financiamento público

Não há financiamento público de países do Anexo I do Protocolo de Kyoto para essa atividade de projeto.

## Anexo 3: Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada

Nenhuma informação adicional.

## Anexo 4: Mais informações sobre o cálculo ex ante das reduções de emissões

Os Fatores de Emissão de CO<sub>2</sub> resultantes da geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e, em especial, nas usinas termoelétricas. Essas informações são necessárias aos projetos de energia renovável conectados à rede elétrica e implantados no Brasil no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto.

As emissões da linha de base são calculadas seguindo a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Seguindo-se essa metodologia, coube ao ONS explicitar ao grupo composto pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) e Ministério de Minas e Energia (MME) as práticas operativas do SIN, reguladas pela ANEEL. Seguindo essa sistemática, os Fatores de Emissão de CO<sub>2</sub> passaram a ser calculados pelo ONS para o sistema único desde 27 de maio de 2008.

O último fator de emissão da rede brasileira disponível usado nos cálculos de reduções de emissões está disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/346664.html#ancora>

## **Anexo 5: Informações adicionais sobre o Plano de Monitoramento**

Nenhuma informação adicional.

## **Anexo 6: Sumário das mudanças pós registro**

Não aplicável.

-----

**Informação do documento**

<i>Versão</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição</i>
05.0	25 de Junho de 2014	<p>Revisões para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incluir o Anexo: Instruções para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto de MDL de pequena escala (estas instruções substituem as "Orientações para o preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto de MDL de pequena escala" (versão 01.1));</li> <li>• Incluir disposições relativas às linhas de base padronizadas;</li> <li>• Adicionar informações de contato de uma( ) pessoa(s)/entidade(s) responsável(is) para a aplicação da(s) metodologia(s) para a atividade de projeto em B.7.4 e Anexo 1;</li> <li>• Trocar o número de referência do F-MDL-PPE-DCP para MDL-DCP-PPE-FORM;</li> <li>• Melhoria Editorial.</li> </ul>
04.1	11 de Abril de 2012	Revisão editorial para trocar a caixa de histórico pela adição da reunião do CE e anexar números na coluna da Data.
04.0	13 de Março de 2012	<p>CE 66, Anexo 9</p> <p>Revisão necessária para assegurar a coerência com as "Diretrizes para completar o formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto MDL de pequena escala"</p>
03.0	15 de Dezembro de 2006	<p>CE 28, Anexo 34</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• O Conselho concordou em revisar o documento de concepção do projeto de MDL para atividades de pequena escala (CDM-SSC-PDD), tendo em conta CDM-PDD e CDM-NM.</li> </ul>
02.0	08 de Julho de 2005	<p>CE 20, Anexo 14</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• O Conselho concordou em revisar o MDL SSC DCP para orientação e esclarecimentos prestados pelo Conselho desde a versão 01 deste documento.</li> <li>• Como consequência, as orientações para preenchimento do DCP foram revisadas de acordo com a versão 2. A última versão pode ser encontrada em &lt;<a href="http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents">http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents</a>&gt;.</li> </ul>
01.0	21 de Janeiro de 2003	<p>CE 07, Anexo 05</p> <p>Adoção inicial.</p>

Classe de Decisão: Regulatória

Tipo de Documento: Formulário

Função do Negócio: Registro

Palavras-chaves: documento de concepção do projeto, atividades de projeto PE