



**FORMULÁRIO DE DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO (F-MDL-DCP)
VERSÃO 04.1**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade de projeto	UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira (JUN1173), Brasil
Número da versão do DCP	3.2
Data de conclusão do DCP	04/06/2014
Participante(s) do projetos	Foz do Rio Claro Energia S.A
Parte(s) Anfitriã(s)	Brasil
Âmbito setorial e metodologia(s) selecionada(s)	I - Indústrias de Energia (fontes renováveis / não renováveis), Metodologia ACM0002 "Geração de eletricidade por fonte renovável conectada à rede" versão 14.0.0
Quantidade estimada de reduções médias anuais de emissões de GEE	38.726 tCO ₂ e

SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

A.1. Objetivo e descrição geral da atividade de projeto

O propósito da atividade de projeto é a construção da **Usina Hidrelétrica** chamada Engenheiro **José Luiz Müller de Godoy Pereira**, com capacidade final instalada final de 68,4 MW. Inicialmente, o nome da UHE era Foz do Rio Claro, e o nome mudou para UHE Engenheiro José Luiz Müller de Godoy Pereira pelo Despacho 2.271, de 06 de Agosto de 2010¹ (o nome da UHE doravante será referenciado unicamente como "**UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira**").

A **UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira** envolve a construção de um novo projeto de energia hidrelétrica tipo fio d água no rio Rio Claro, Bacia do Paranaíba, nos municípios de Caçu (margem direita) e São Simão (margem esquerda), no estado de Goiás, Brasil. O reservatório da UHE se estende por uma área de 7,69 Km² quando está cheio. A usina é gerenciada pela Foz do Rio Claro Energia S.A², uma sociedade de propósito específico responsável pela construção e operação da usina.

O objetivo da atividade do projeto é fornecer energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), compensando a geração efetuada por meio da queima de combustíveis fósseis por usinas termelétricas presentes neste sistema, com a geração de eletricidade renovável.

Além disso, a atividade de projeto melhora o fornecimento de energia elétrica no país, contribuindo para sua sustentabilidade ambiental pelo aumento da fração de participação de energias renováveis na matriz energética do país.

Considerando que o projeto prevê a construção de um pequeno reservatório (7,69 Km²), isto representa baixo impacto ambiental quando comparado a outras hidrelétricas instaladas no Brasil. Este fato é importante porque a construção de usinas hidrelétricas com pequenos reservatórios contribui para o uso eficiente dos recursos naturais, evitando passivos sociais e ambientais causados pela exploração dos recursos naturais através de técnicas de baixa eficiência, as quais normalmente causam impactos significativos às populações locais (populações humana, vegetal e animal) devido ao alagamento de amplas áreas.

Com relação às contribuições do projeto para a mitigação das emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE), a atividade de projeto reduz emissões destes gases, evitando que entrem em operação usinas termelétricas que usam combustíveis fósseis (reduções de GEE são estimadas em 38.726 tCO₂e/ano ou 271.082 tCO₂e para os primeiros 7 anos). Na ausência da atividade de projeto, combustíveis fósseis seriam queimados em termelétricas conectadas a rede para suprir o consumo de eletricidade do país. Este é considerado o cenário de linha de base e também o cenário anterior à operação da UHE. O Projeto entrega anualmente ao SIN 359.160 MWh de energia renovável.

A iniciativa da atividade de projeto ajuda o Brasil a alcançar seus objetivos de promoção do desenvolvimento sustentável e está ainda alinhada com exigências específicas do MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) do país anfitrião, por que:

- Contribui para a sustentabilidade ambiental uma vez que reduz o uso de energia fóssil (recurso não renovável), Logo contribui para o melhor uso de recursos renováveis e faz uso de tecnologia limpa e eficiente.

¹ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20102271.pdf>

Foz do Rio Claro Energia S.A faz parte da Alupar Investimentos S.A (anteriormente Alusa Participações S.A, depois designada Alupar), e foi criado após a Alupar vencer o processo de licitação pela ANEEL 002/2005 para a concessão do potencial hidrelétrico do rio Rio Claro.



- Aumenta a oportunidade de empregos locais;
- Contribui para a melhoria da economia local reduzindo a quantidade de poluentes emitidos na atmosfera e custos sociais associados a estes.

Além disso, o projeto diversifica as fontes de geração de eletricidade e descentraliza a geração de energia, trazendo vantagens específicas tais como:

- Maior confiabilidade, com interrupções menos frequentes e extensas;
- Energia de melhor qualidade para a região;
- Perdas menores nas 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. País anfitrião

Brasil.

A.2.2. Região/Estado/Província etc.

Estado de Goiás

A.2.3. Cidade/Município/Comunidade etc.

Cidades de Caçu e São Simão

A.2.4. Localização Física/Geográfica

A UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira está localizada no rio *Rio Claro*, aproximadamente 1,6 Km da foz do *Rio Paranaíba*. Faz fronteira com os municípios de Caçu (margem direita) e São Simão (margem esquerda), ambos no estado de Goiás. Coordenadas do local de localização são 19°06'57"S e 50°38'37"W ou, em coordenadas decimais, -19.115833 latitude e -50.643611 longitude.

A localização da atividade de projeto é ilustrada nas figuras abaixo:

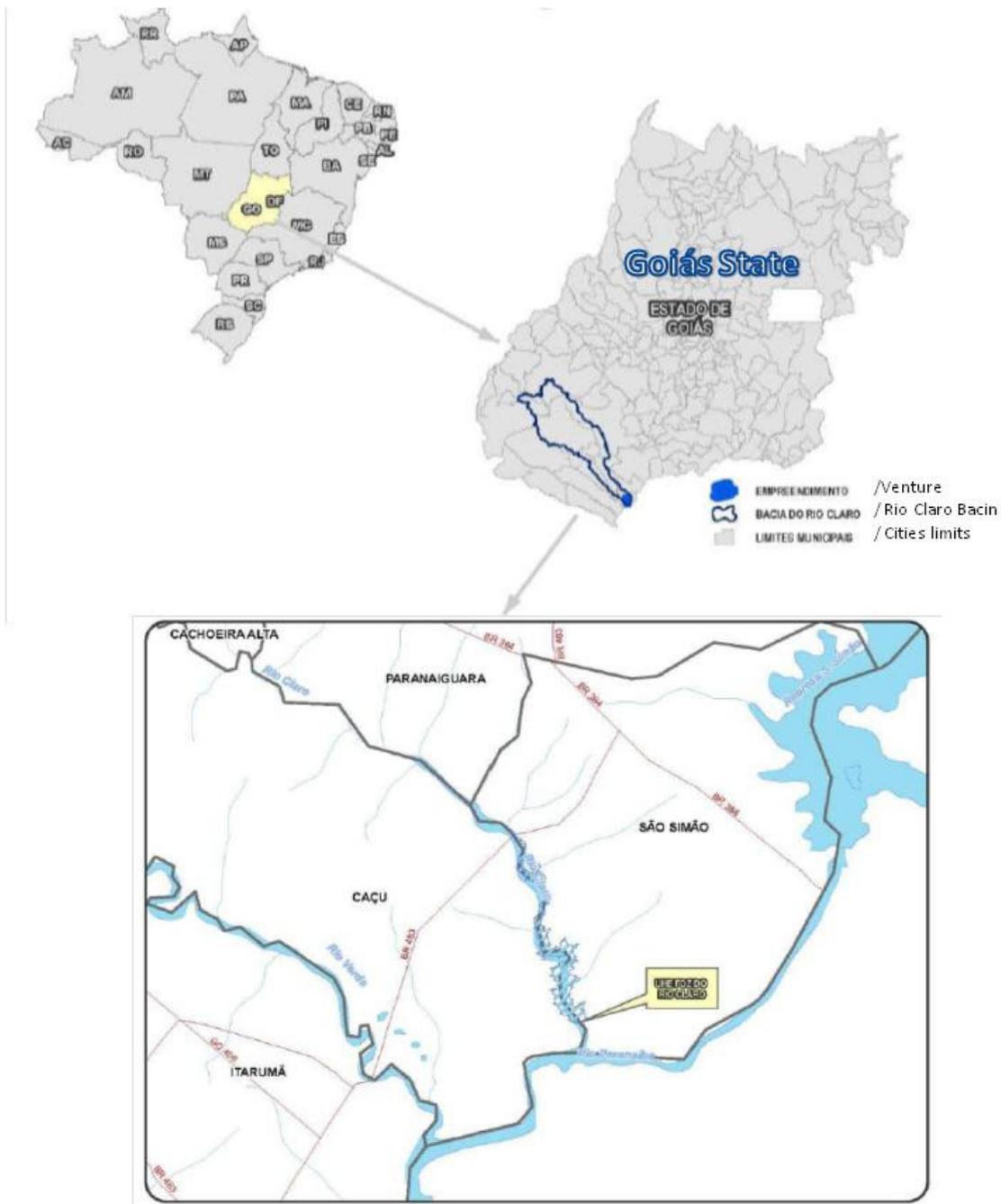


Figura 1: Localização da atividade de projeto

A.3. Tecnologias e/ou medidas

A atividade de projeto é uma nova usina hidrelétrica fio d'água (escopo setorial: Indústria de Energia - fonte renovável/não renovável). A utilização do potencial hidrelétrico do Rio Claro foi recomendado nos Estudos de Inventário Hidroelétrico das bacias dos rios Claro e Verde, devido à sua localização privilegiada (perto de importantes centros de consumo) e reduzidos impactos ambientais. A UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira está atualmente implementada e fornecendo energia para o SIN.

A primeira unidade de geração de energia do projeto foi comissionada em 25/07/10 e sua operação foi iniciada em 05/08/10. A segunda unidade de geração de energia foi comissionada em 25/11/10 e sua operação foi iniciada em 02/12/10. O início da instalação ocorreu após uma série de estudos de viabilidade, que começaram em agosto de 2001, bem como a coleta de dados e análise de áreas como cartografia / topografia, geologia, geotecnia, hidrometeorologia, mercados de energia e características ambientais.

Como a responsável do Projeto, a Foz do Rio Claro Energia S.A. é responsável por tomar todas as ações necessárias para a implementação da atividade de projeto, adequando-a às exigências técnicas dos estudos de viabilidade. Todas estas exigências asseguram que a instalação e operação de usinas hidrelétricas no Brasil cumpra com rigorosas normas técnicas e ambientais.

A UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira foi implementada de acordo com as características técnicas definidas pelos Estudos de Viabilidade, que foram aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através de Despacho nº 1.684 de 26 de Outubro de 2005³. Todas as questões relacionadas com o meio ambiente foram descritas em seu Relatório de Impacto Ambiental – RIMA.

Breve descrição dos equipamentos / tecnologias:

O projeto tem duas turbinas Kaplan de eixo vertical. Cada turbina utiliza uma queda de referência de 25,6 m. Cada turbina é conectada com um gerador trifásico; a capacidade do gerador é de 34,2 MW (ou 38 MVA) por unidade com uma frequência de 60 Hz e rotação no sentido horário, detalhado abaixo.

As turbinas Kaplan são amplamente utilizadas em todo o mundo para a geração de energia elétrica. Estas turbinas são especialmente adequadas para condições de alto fluxo e são projetadas individualmente para cada local de funcionamento, garantindo a máxima eficiência, tipicamente acima de 90%. As turbinas Kaplan são muito caras para projetar, fabricar e instalar, mas operam por décadas. Mais detalhes sobre as turbinas e geradores são fornecidos na Tabela 1 abaixo:

Tabela 1: Detalhes dos equipamentos (Fonte: Projeto básico da UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira)

Turbinas		Geradores	
Fabricante	GE Hydro Inepar	Fabricante	GE Hydro Inepar
Unidades instaladas	02	Unidades instaladas	02
Capacidade unitária nominal	35 MW	Capacidade unitária nominal	38 MVA
Rotação nominal	163,6 rpm	Tensão nominal	13.800 V $\pm 5\%$
Fluxo nominal	146,0 m ³ /s	Frequência nominal	60 Hz
Tipo	Kaplan	Fator de potência	0,90

O complexo turbinas / geradores fornece 41,0 MW⁴ de energia firme (logo um fator de capacidade da planta de 59,94%), resultando no fornecimento de 359.160 MWh / ano para o SIN. O Projeto também é equipado com sistema de medição de energia, de acordo com o Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS⁵. O sistema mede a quantidade de energia fornecida pela UHE durante o período de obtenção de créditos.

Todos os equipamentos instalados pela atividade do projeto são novos e não foram transferidos de outras unidades de geração de energia. A vida útil da UHE é de 33 anos⁶. Não é previsto qualquer incremento da potência instalada durante este período.

³ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20051684.pdf>

⁴ Contrato de Concessão 005/2006 – página 3

⁵ Disponível em: http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx

⁶ http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/121/documento/nt368_2010.pdf (vida útil para turbina Kaplan 40 anos e Geradores 33 anos)

Os equipamentos de monitoramento estão localizados em um painel no interior da casa de força (dois medidores responsáveis pela produção bruta de eletricidade - uma vez que estão incluídos os consumos da UHE e equipamentos auxiliares) e também outros dois medidores dentro de um painel na subestação Itaguaçu (o ponto de ligação à rede, responsáveis pela geração de eletricidade líquida entregue ao SIN). Ambos são bidirecionais, classe 0,2. Mais detalhes nas Seções B.7.1 e B.7.3.

Todos os equipamentos e tecnologias foram produzidos por empresas brasileiras e já foram utilizados em atividades semelhantes no país, por isso eles são maduros e avançados. Não houve tecnologia importada envolvida no Projeto. A tecnologia implementada pela atividade de projeto é ambientalmente segura.

Os balanços de energia e massa do sistema e equipamentos relevantes da atividade de projeto são descritos na seção B.3.

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)
Brasil (País anfitrião)	Foz do Rio Claro Energia S.A	Não

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

A atividade de projetos não recebeu financiamento público provido por partes inclusas no Anexo I.

SEÇÃO B. Aplicação da linha de base e monitoramento da metodologia selecionada aprovada

B.1. Referência da metodologia

A atividade de projeto usa a seguinte metodologia:

ACM0002 “*Geração de Eletricidade Conectada à Rede a partir de Fontes Renováveis*” - versão 14.0;

Essa metodologia faz referência às seguintes ferramentas metodológicas aprovadas:

- Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico - Versão 04.0;
- Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade - Versão 07.0.0;
- Ferramenta para cálculo de emissões do projeto ou de fuga de CO₂ pela combustão de combustíveis fósseis - Versão 02.

Todos os documentos referidos acima podem ser obtidos no sítio de internet da CQNUMQ no link abaixo:

<http://edm.unfccc.int/methodologies/DB/UB3431UT9I5KN2MUL2FGZXZ6CV71LT>

B.2. Aplicabilidade da metodologia

Segundo as definições da CQNUMC (Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima), a atividade do projeto enquadra-se no escopo setorial número 1 que se refere às indústrias de energia (fontes renováveis ou não renováveis). A metodologia ACM0002 é aplicável para atividade de projeto de geração por fonte renovável conectada a rede que:

Essa metodologia é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável conectada à rede que:(a) instala uma usina de geração de energia em um local onde nenhuma usina de geração de energia



renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto (planta Greenfield); (b) envolve uma adição da capacidade instalada; (c) envolve um retrofit de uma (ou mais) planta(s) existente(s); ou (d) envolve uma recolocação de uma (ou mais) planta(s) existente(s).

Em nosso caso é a alternativa (a) instalação de uma usina de geração de energia em um local onde nenhuma usina de geração de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto (planta *Greenfield*)

A metodologia ACM0002 é aplicável para atividades de projetos de geração renovável conectadas à rede sob as seguintes condições:

- *A atividade do projeto é a instalação adição de capacidade, retrofit ou substituição de uma unidade/planta de energia de um dos seguintes tipos: unidade/planta de energia hidrelétrica (com um reservatório de usina fio d'água ou um reservatório de acumulação), unidade/planta de energia eólica, unidade/planta de energia geotérmica, unidade/planta de energia solar, unidade/planta de energia maremotriz;*

A atividade do projeto é a instalação de uma nova planta/unidade hidrelétrica.

- *No caso de adições de capacidade, retrofits ou substituição (exceto para adição da capacidade de projetos para os quais a geração de eletricidade da central elétrica existente (s) ou unidade (s) não é afetada): a planta existente começou a operação comercial antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, utilizado para o cálculo da linha de base emissões e definidas na seção de emissão da linha de base e sem adição de capacidade ou retrofit da planta ter sido feita entre o início do período de referência mínimo histórico e a implementação da atividade de projeto;*

Não aplicável à atividade de projeto, pois consiste em uma nova planta de energia hidrelétrica.

No caso de hidrelétricas, pelo menos uma das seguintes condições deve aplicar-se:

- *A atividade de projeto é implementado num reservatório existente único ou múltiplo, sem qualquer alteração no volume de qualquer um dos reservatórios; ou*

Não aplicável à atividade de projeto.

- *A atividade de projeto é implementado em um reservatório existente simples ou múltiplo, onde o volume de qualquer dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório da atividade de projeto, de acordo com as definições dadas na seção de emissões do projeto, seja superior a 4 W/m^2 , ou*

Não aplicável à atividade de projeto.

- *A atividade de projeto resulta em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência de cada reservatório da usina, de acordo com as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m^2 .*

A atividade de projeto resulta em novo reservatório e a densidade de potência está acima de 4 W/m^2 , tal como descrito nos cálculos da seção B.6.

Em caso de usinas hidrelétricas que utilizam múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é inferior a 4 W/m^2 todas as condições seguintes devem aplicar-se:

- *A densidade de potência calculada para o projeto inteiro usando a equação 5 é maior que 4 W/m^2 ;*



- *Todos os reservatórios e usinas hidrelétricas estão localizados no mesmo rio e foram projetados em conjunto para funcionar como um projeto integrado que coletivamente constitui a capacidade de geração combinada da planta;*
- *O fluxo de água entre os reservatórios múltiplos não é utilizado por qualquer unidade de energia hidroelétrica outra que não seja uma parte da atividade de projeto;*
- *A capacidade instalada total das unidades de potência, que são conduzidos usando água a partir dos reservatórios com uma densidade de potência inferior a 4 W/m^2 , é menor do que 15 MW;*
- *A capacidade instalada total das unidades de potência, que são conduzidos usando água de reservatórios com uma densidade de potência inferior a 4 W/m^2 , é menor do que 10% da capacidade instalada total da atividade de projeto de múltiplos reservatórios.*

Não se aplica a esta atividade de projeto (não há múltiplos reservatórios)

A metodologia não é aplicável para o seguinte:

- *Atividades de projeto que envolvam a mudança de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia no local da atividade de projeto, uma vez que neste caso a linha de base pode ser o uso contínuo de combustíveis fósseis no local **(não aplicável)**;*
- *Usinas termoelétricas de biomassa **(não aplicável)**;*
- *Plantas hidroelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento em reservatórios existentes onde a densidade de potência da usina é inferior a 4 W/m^2 **(não aplicável)**.*

Devido a tudo isto, a UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira ligada à rede é considerada uma planta de geração de energia renovável com densidade de potência de $8,89 \text{ W/m}^2$, assim, superior a 4 W/m^2 e resulta em um novo reservatório único.

Portanto, a metodologia ACM0002 é aplicável à atividade de projeto.

B.3. Limites do Projeto

De acordo com a ACM0002 a extensão espacial do limite do projeto inclui a usina do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a usina do projeto MDL está conectada. Neste caso, a hidrelétrica será conectada ao SIN (Sistema Interligado Nacional).

Os gases de efeito estufa incluídos ou excluídos do limite do projeto são apresentados a seguir:



Fonte		Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
Linha de Base	Emissões de CO ₂ de geração de eletricidade em usinas a combustível fóssil substituídas pela atividade de projeto	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária.
Atividade de Projeto	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄ advindas do reservatório	CO ₂	Não	Fonte de emissão secundária
		CH ₄	Não	Principal fonte de emissões. De acordo com a ACM0002, as emissões provenientes do reservatório devem ser considerados para atividades de projetos de hidrelétricas que resultam em novos reservatórios e atividades de projetos de hidrelétricas que resultam no aumento dos reservatórios existentes, se a densidade de potência (PD) da usina é superior a 4 W / m ² e inferior ou igual a 10 W/m ² . Este é o caso da atividade de projeto, como demonstrado na secção B.6.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária

O diagrama abaixo ilustra os limites do projeto, principais equipamentos, parâmetros monitorados e gases incluídos:

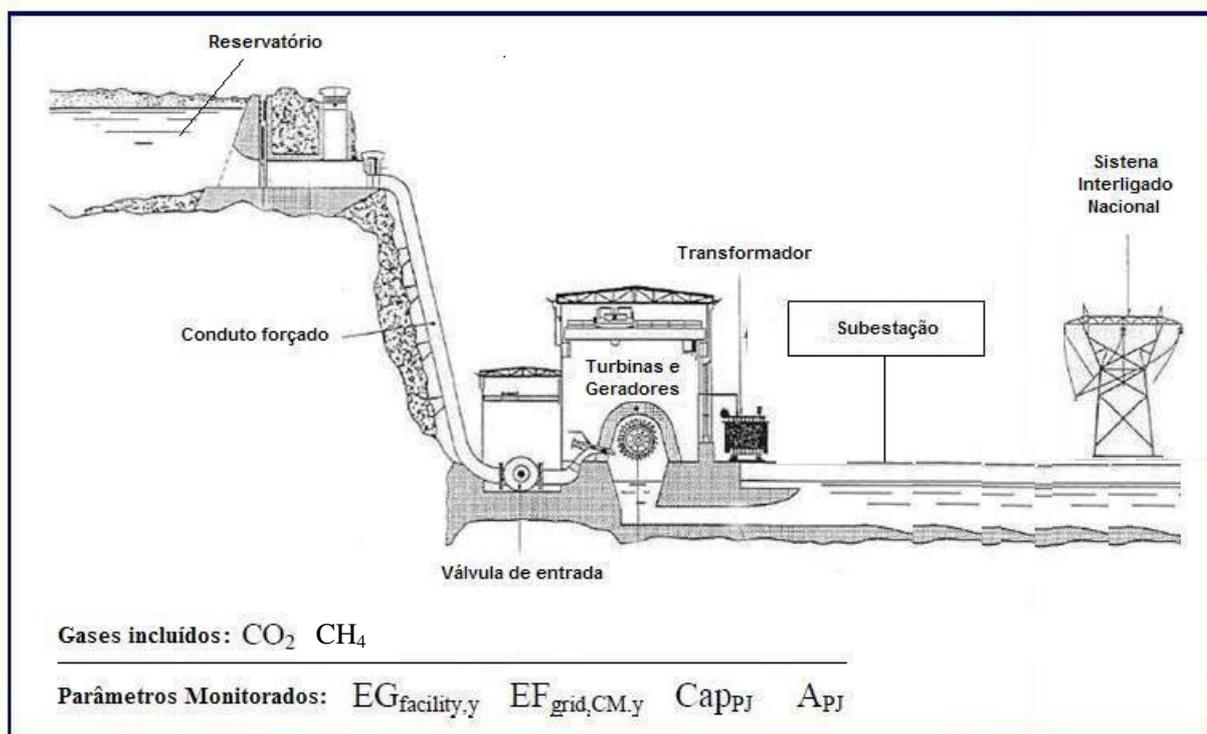


Figura 2: Diagrama sobre os limites da atividade de projeto, parâmetros monitorados e gases incluídos (há dois medidores na casa de força - energia bruta - e dois medidores dentro do painel na subestação - energia líquida).

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

De acordo com a metodologia ACM0002, se a atividade de projeto é a “instalação de uma nova unidade/planta renovável conectada a rede”, a linha de base é a seguinte:

“Eletricidade entregue a rede pela atividade de projeto que teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido na descrição do cálculo da margem combinada (CM) descrita na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

Devido a isto as emissões de linha de base são:

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

Onde:

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

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida fornecida à rede, como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/a)

$EF_{grid,CM,y}$ = fator de emissão combinado de CO₂ para a planta de geração conectada a rede no ano y calculado utilizando a última versão da "Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico" (tCO₂/MWh)

A geração de eletricidade da UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira (planta de energia greenfield) proverá o MWh/a necessários para o cálculo das emissões de linha de base.

Também, a atividade de projeto utiliza como fonte para o cálculo do Fator de Emissão do SIN os dados da margem de operação e da margem de construção disponibilizados pela Autoridade Nacional Designada (AND) deste país hospedeiro (publicamente disponível).

O Fator de Emissão de CO₂ resultante da geração de energia elétrica verificada no SIN do Brasil é calculado a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O método utilizado para fazer este cálculo é o de análise do despacho. Essa informação é necessária para projetos de energia renovável que estejam conectados à rede elétrica e implantados no Brasil sob os padrões do MDL.

Os dados resultantes do trabalho da ONS, do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, estão disponíveis para os proponentes de projetos MDL. Portanto, estes podem ser aplicados para o cálculo *ex ante* de emissões evitadas pela atividade de projeto, e utilizados para o cálculo *ex-post* das reduções de emissões.

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

B.5. Demonstração de adicionalidade

Este item foi elaborado com base nas últimas versões da "ACM0002- geração de eletricidade a partir de fontes renováveis conectado a uma rede" e da "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" prevalecendo a Metodologia desde que esta prevalece sobre a Ferramenta.

Etapa 0. Demonstração se a atividade de projeto proposta é a primeira-do tipo

Não usado.

Etapa 1. Identificação de alternativas para atividade de projeto, consistente com as leis e regulamentações atuais

Sub-etapa 1a. Definir alternativas para a atividade de projeto

O projeto é a instalação de uma nova planta hidroelétrica conectada à rede, o cenário de linha de base, de acordo com a metodologia ACM0002, é o seguinte:

“A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido de outra forma gerada pela operação de usinas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, como o refletido no cálculo da margem combinada (CM) detalhada na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

O metodologia ACM0002 selecionada descreve o cenário de linha de base, assim, não são necessárias identificações de alternativas para o projeto, conforme parágrafo 115 do Padrão de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (VVS) versão 03.0.

Saída da Etapa 1a: Não necessário identificar cenário(s) realístico e críveis para a atividade de projeto

Sub-etapa 1b: Consistência com a leis e regulações mandatórias



A implantação da planta hidroelétrica José Luiz Müller de Godoy Pereira está em conformidade com todas as regulamentações das seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Ambiental de Goiás (AGMA), Secretária de Ambiente e Recursos Hídricos do Estado de Goiás - SEMARH e Conselho Executivo do MDL. Suas principais funções no sistema elétrico nacional são:

- **ONS** - opera o sistema nacional, que regulamentando as atividades de geração de cada agente de acordo com a demanda do país.
- **ANEEL** - Reconhece e controla todos os agentes (geradores e consumidores) ligados ao sistema elétrico nacional policiando o cumprimento dos parâmetros impostos pelo governo brasileiro para os atuantes no setor de energia.
- **AGMA** - Analisa os aspectos ambientais de empreendimentos a serem instalados em Goiás e as questões das licenças (prévia e de instalação) para permitir a sua aplicação após todas as restrições serem satisfeitas.
- **SEMARH** - Analisa os aspectos ambientais de empreendimentos a serem instalados em Goiás e as questões referentes às licenças de operação para permitir a implementação após todas as restrições serem satisfeitas.

Saída da Etapa 1b: A atividade de projeto está em conformidade com a legislação mandatória e regulações levando em consideração os requisitos na região ou país e decisões do CE nas políticas e regulações nacionais e/ou setoriais.

Etapa 2. Análise de Investimento

A análise de investimento deve ser realizada para determinar se a atividade de projeto não é:

- (a) A mais economicamente ou financeiramente atrativa; ou
- (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem os rendimentos da venda das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

Para a atividade de projeto proposta, a análise de investimento determina se a atividade de projeto não é economicamente ou financeiramente viável sem os rendimentos das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

Sub-etapa 2a. Determine o método de análise apropriado

A fim de determinar o método de análise apropriado, as seguintes opções estão disponíveis para serem utilizadas na análise da adicionalidade:

- Opção I - Análise simples de custos;
- Opção II- Análise de comparação de investimentos;
- Opção III - Análise de índice referencial (*benchmark*).

De acordo com a Ferramenta, se a atividade de projeto MDL e as alternativas identificadas na Etapa 1 gerarem benefícios econômicos ou financeiros que não os respectivos rendimentos do MDL, a análise comparativa de investimentos (Opção II) ou a análise de benchmark (Opção III) devem ser utilizados. A análise de benchmark será aplicada porque é a mais apropriada para este tipo de atividade no Brasil. Além disso, a opção II deve ser aplicada quando existem cenários alternativos para a atividade de projeto. Já que não há alternativa para comparar com o indicador do projeto (Taxa Interna de Retorno) a Opção III deve ser aplicada.

Sendo assim, a opção III foi escolhida.

Sub-etapa 2b. Opção III. Aplicar Análise de Benchmark



O indicador financeiro apropriado escolhido para a atividade de projeto proposta é a **Taxa Interna de Retorno (TIR)** do projeto, porque este dado é considerado o mais adequado para este tipo de projeto e contexto de decisão. O indicador financeiro mais apropriado para este tipo de projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR do projeto) porque esta é a composição da taxa de retorno efetivo anual que pode ser obtida sobre o capital investido.

A análise do indicador financeiro/econômico é baseada em parâmetros que são padrões nos mercados de energia brasileiro e mundial, considerando características específicas do tipo de projeto – investimento em projetos de energia.

A análise de benchmark (referencial) é realizada através da comparação da TIR do projeto com um benchmark. O benchmark estabelecido para esta comparação é o Custo do Capital Próprio (K_e), extraído do Modelo de Precificação de Ativos de Capital (do inglês, *Capital Pricing Asset Model*), de forma alinhada com as regras contábeis comumente aceitas. Maiores detalhes estão descritos abaixo:

Sub-etapa 2c. Cálculo e Comparação de Indicadores Financeiros

K_e – Custo do Capital Próprio

O custo de capital próprio foi calculado como a soma de uma taxa livre de risco (US Bonds) mais o prêmio de risco Brasil, mais um prêmio de risco global para investimento em capital próprio. Esta metodologia de cálculo segue as recomendações para o cálculo do custo do capital próprio presente no documento “Orientações para avaliação de Análise Financeira” publicado pela 62ª reunião do Comitê Executivo do MDL (Anexo 5).

Cálculo do Custo de Capital Próprio

O custo do capital próprio foi calculado como se segue:

$$K_e = \text{Riskfree Rate} + \text{Country ERP} + \text{Beta (US premium)}^7$$

Onde:

Riskfree Rate = Média das taxas de retorno dos Títulos Americanos (T-Bond) correspondente aos anos de 1995 a 2004⁸;

Country ERP (EMBI+₁₉₉₅₋₂₀₀₄) = Risco Prêmio do País para o Capital Próprio que é a média de variação brasileira, baseado nos dados do JP Morgan correspondente aos anos de 1995 a 2004⁹;

Beta = um fator de ajuste que reflete o risco dos projetos¹⁰;

US Premium = Prêmio de Risco dos Estados Unidos provido por Aswath Damodaran¹¹.

Portanto:

$$K_e = 8,37\% + 7,72\% + 1,2 \cdot (4,84\%) = 21,90\%$$

⁷ Fórmulas baseadas na apresentação de A. Damodaran “*Estimating Discount Rates - 2005*”. US Premium é o Risco Prêmio (prêmio de mercado sobre a taxa livre de risco). Modo 2 (Slide 16 - Assume que a exposição da empresa ao risco país é similar a sua exposição a outro risco de mercado)

⁸ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/histret.html

⁹ <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>

¹⁰ Provido por A. Damodaran in <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/emergcompfirm04.xls> (País: Brasil-Sao Paulo, Indústria: Geração Elétrica)

¹¹ <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/ctryprem04.xls>

Considerando a exclusão da taxa da inflação 6,49%¹², o custo do capital próprio da Foz do Rio Claro S.A é 15,41%¹³.

Abaixo, a tabela 2 sumariza os valores de referência para a TIR do projeto e o valor do capital próprio utilizado como benchmark do projeto:

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

Benchmark – Custo do Capital Próprio	TIR do Capital Próprio
15,41	8,02

O fluxo de caixa foi elaborado para a vida operacional da atividade de projeto (35 anos¹⁴), tendo uma Taxa Interna de Retorno (TIR) igual a 8,02%, sem as receitas da comercialização das RCEs.

Visto que o fluxo de caixa da atividade de projeto é considerado informação confidencial, este será apresentado integralmente aos órgãos validadores em uma planilha separada. Nesta planilha são identificadas também todas as referências para os valores utilizados.

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

Tabela 3: Principais valores de entrada do fluxo de caixa

Parâmetro	UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira	Fontes
Investimento (R\$)	274.026.937,57 ¹⁵	Tabela de Usos e Fontes da UHE / anúncio do leilão da ANEEL
Energia firme (MW)	41,00	Anexo 1 (pag 11) do anúncio do leilão da ANEEL
Preço da Energia (R\$/MWh)	108,20	CCEE (2005) / Resultado do leilão ANEEL 002/2005 (pag 1)
Operação e Manutenção (R\$/MWh)	4,60	
Custo Administrativo (R\$)	800.000,00	Planilha de composição de custos ¹⁶

A TIR do projeto permaneceu abaixo do valor de custo do capital próprio do proponente do projeto. A análise mostra que o projeto não é econômica ou financeiramente viável, sem a receita da venda das reduções certificadas de emissão (RCEs).

As RCEs são instrumentos altamente significativos para que o empreendedor supere tais barreiras, melhorando a qualidade de seu investimento e ainda estimulando futuros investimentos em projetos de geração de energia renovável.

A lista completa de valores de entrada para o fluxo de caixa é listado abaixo¹⁷:

¹² http://www.portaldefinancas.com/ipca_ibge.htm and <ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpiiai.txt>

¹³ Verificar a planilha “Ke_UHE_FRC_v1” providenciada para mais detalhes sobre os cálculos realizados

¹⁴ 35 anos é o período total de exploração garantido pelo Ministério das Minas e Energia

¹⁵ Este é o valor de investimento considerado pelo PP no Quadro de Usos e Fontes da UHE, logo abaixo do valor originalmente publicado e anunciado no leilão ANEEL 002/2005 (R\$ 342.119.470,00)

¹⁶ Planilha "Adm_O&M_Costs_FRC_112005_v2_1"

¹⁷ Planilha "Analise_Fin_FRC_v2_1 - spread "Assumptions"

ITEM	Valor	Unidade
Investimento Total	274.026.937,57	R\$ - Real
Capital Próprio	(137.013.468,79)	R\$ - Real
Capital de Terceiros	(137.013.468,79)	R\$ - Real
Taxa capital de terceiros	7,65%	por ano
Potência Instalada	68,4	MW
Energia Assegurada	41,0	Mw médio
Geração líquida de eletricidade	359.160	MWh/ano
Preço médio da energia	108,20	R\$/MWh
Operação	35	anos
PIS - Programa de Integração Social	1,65%	sobre a receita bruta
COFINS - Contribuição para Fins Sociais	7,60%	sobre a receita bruta
IR - Imposto de Renda	15%	sobre o valor base
CSLL - Contribuição Social	9%	sobre o valor base
IR Adicional	10%	sobre o valor base
CPMF	0,38%	sobre a receita bruta
Operação e Manutenção Anual (O&M)	4,60	R\$/MWh
Custo Administrativo	806.400,00	R\$
TUST	3,646	R\$/KW
ONS+CCEE	0,2%	sobre a receita bruta
UBP	213.891,56	R\$ / ano
ANEEL - taxa de fiscalização	104.730,66	R\$ / ano
ANEEL - P&D	1,0%	sobre a receita bruta
TAR %- CFURH	6,75%	por ano
TAR - CFURH	52,67	R\$/MWh
Depreciação	2,90%	por ano
Residual	0%	sobre o total investido

Sub-etapa 2d: Análise de sensibilidade

Para uma melhor compreensão da barreira de investimento também foi realizada uma **análise de sensibilidade** na qual foram variados os seguintes parâmetros: (1) Preço da energia, (2) Investimento, (3) Energia firme e (4) Custos com Operação e Manutenção, de forma a avaliar o impacto da variação dos mesmos sobre o projeto.

As análises de ponto de equilíbrio (*Breakeven point*) foram realizadas para que a possam ser discutidas as possibilidades de ocorrência destes cenários.

A tabela 4 apresenta os principais resultados da análise.

Tabela 4: Análise de sensibilidade da UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira

Parâmetro	Valor Original	Ponto de equilíbrio	% de desvio
Investimento (R\$)	274.026.937,57	155.921.327,48	-43,10
Energia firme (Mw médio)	41,00	65,87	+60,65
Preço da Energia (R\$/MWh)	108,20	173,82	+60,65
Operação e Manutenção (R\$/MWh) e Custo Administrativo	4,60 e 806.400	Não sensível o bastante para atingir o benchmark	- 100,00

Possibilidades de ocorrência de cenários do ponto de equilíbrio.



O alcance do ponto de equilíbrio (breakeven point) não é considerado possível devido a fatores que podem ser conferidos abaixo:

Investimento (R\$)

Quanto ao custo total de investimento, o valor de entrada veio a partir da Tabela de Usos e Fontes estabelecida para a atividade de projeto com a composição de custos. Este valor foi informado à entidade financeira responsável pela análise financeira do projeto e também pode ser checado no Adendo 1 (páginas 4 e 8) do Anexo 01 ao Edital de Leilão n° 002/2005-ANEEL.

Além disso, seu ponto de equilíbrio é de R \$ 155.921.327,48 (-43,10%) e flutuações dessa amplitude não são possíveis de ocorrer.

Assim, o valor de investimento é adequado, bem como conservador.

Energia Assegurada (MWmédio)

A Energia Assegurada é considerada adequada, pois os dados vêm do Contrato de Concessão número 005/2006 (página 3), assinado pela Foz do Rio Claro Energia SA e MME (Ministério de Minas e Energia). O valor da energia assegurada foi determinado pela ANEEL.

A ANEEL possui um corpo técnico de revisores de projeto os quais analisam adequadamente os projetos de geração em diferentes setores no Brasil. As principais variáveis técnicas que influenciam o valor da Energia Firme e conseqüentemente o Fator de Potência da usina são as séries históricas de dados hidrológicos de um rio, condições climáticas, topografia, regularidade de vazão, dentre outros. O corpo técnico da ANEEL é capaz de analisar tais condições e determinar o fator de potência dos projetos de UHEs implantados no Brasil.

É pouco provável que ocorra o aumento acima no fator mostrado na tabela 4 (65,87 MW médio), a luz da série de fluxo histórico incluindo os períodos críticos em termos hidrológicos.

Preço da Energia (R\$/MWh)

O valor para o preço da energia utilizado nos cálculos financeiros do projeto é considerado adequado já que o mesmo foi estabelecido no Leilão da ANEEL 002/2005 Relatório de Julgamento (página 9) de 22/12/2005 e está publicamente disponível no sítio de internet da ANEEL: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Resultado_hidro.pdf.

Este valor não pode ser mudado, uma vez que é um valor de contrato Além disso, mesmo com um improvável aumento, não seria atingido o reajuste de 60,65%, tal como calculado e apresentado acima.

Custos Operacionais – O&M e Custo Administrativo

Como demonstrado na tabela 4, este parâmetro (o qual compreende a soma dos salários dos funcionários e custos de manutenção do empreendimento) não é sensível à análise. Mesmo reduzindo o parâmetro a zero, a TIR do projeto se torna 8,96% e não atinge o benchmark.

Diante das variações acima descritas pode-se verificar que para todos os parâmetros analisados o ponto de equilíbrio do projeto (breakeven point) superou a margem de variação de 10% determinada pelo MDL como indicador de sensibilidade. Desta forma, flutuações desta ordem não fariam que a TIR do projeto se igualasse ou superasse o benchmark considerado.



A atividade de projeto considerou a receita das vendas das RCEs para sua implementação. Estes benefícios financeiros em moeda forte (euro ou dólar) trazem ao projeto uma maior segurança sobre depreciações monetárias.

Diante das explicações, informações e evidências apresentadas pelos PPs, a TIR da atividade de projeto está abaixo do benchmark estabelecido (custo do capital próprio), evidenciando que a atividade de projeto está destruindo capital, não sendo portanto a opção de investimento financeiramente mais atrativa. Os benefícios do MDL foram ponto chave para ir em frente e implementar a atividade de projeto, melhorando sua atratividade financeira.

Portanto, a atividade de projeto é financeiramente adicional.

Saída da Etapa 2: Após a análise de sensibilidade se conclui que a atividade MDL proposta é improvável de ser financeiramente/economicamente atrativa (pela Etapa 2c).

Etapa 3: Análise de Barreiras

Não necessária. Como concluído na análise de sensibilidade a atividade de projeto não é financeiramente atrativa.

Etapa 4: Análise de Prática Comum

A abordagem passo a passo a seguir demonstra claramente que a atividade de projeto não representa uma prática comum.

Sub-passo 4a: A atividade do projeto de MDL proposta aplica medidas listadas na secção das definições da ferramenta

A versão mais recente das "**Orientações sobre a prática comum - versão 02.0**", disponível no site da UNFCCC deve ser aplicada.

A lista das usinas hidrelétricas que operam no país é disponibilizada no sítio de internet da ANEEL¹⁸.

PASSO 1: Calcular o limite de potência aplicável como +/-50% da capacidade de potência da atividade de projeto proposta.

Os projetos a serem considerados na análise devem ter potência instalada entre 34,2 MW (50% abaixo da Atividade de Projeto) e 102,6 MW (50% acima da capacidade instalada da atividade de projeto, que é 68,4 MW).

PASSO 2: Identificar projetos similares (ambos MDL e não-MDL) que preencham todas as seguintes condições:

- (a) Os projetos estão localizados na área geográfica aplicável;
- (b) Os projetos aplicam a mesma medida que a atividade do projeto proposto;
- (c) Os projetos utilizam a mesma fonte de energia/combustível e matéria-prima que a atividade de projeto proposta, se a tecnologia de medição implementada é implementada pela atividade do projeto proposto;
- (d) As plantas em que os projetos são implementados produzem bens ou serviços com qualidade comparável, propriedades e áreas de aplicações (por exemplo clínquer), que a planta do projeto proposto;

¹⁸ <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>

- (e) A capacidade de produção ou dos projetos está dentro da capacidade aplicável ou intervalo de saída calculado no Passo 1;
- (f) Os projetos entraram em operação comercial antes do documento de concepção do projeto (DCP-MDL) ser publicado para consulta global ou antes da data de início da atividade de projeto, o que for mais cedo para a atividade de projeto proposta.

Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que possuem a mesma saída ou capacidade, com o limite da potência calculada no Passo 1, como a atividade de projeto proposta e tem o início da operação comercial antes da data do início do projeto.

Numa abordagem conservadora, foi considerado o país anfitrião inteiro como padrão.

As usinas identificadas no Passo 1 entregam a mesma saída dentro do limite de potência aplicável da atividade de projeto são apresentadas na tabela abaixo¹⁹:

Tabela 5: Prática comum da UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira

Ano	Planta de Energia	Estado	Capacidade (MW)	Tipo
2005				
1	Ourinhos	PR/SP	44	Hidroelétrica
2006				
2	Picada	MG	50	Hidroelétrica

PASSO 3: Com os projetos identificados na Etapa 2, identificar aqueles que não são atividades de projeto registradas no MDL, atividades de projetos submetidas para registro, nem atividades de projeto sob validação:

No Passo 2 não há Projeto MDL registrado submetido para registro ou em validação.

$N_{\text{all}} = 2$

PASSO 4: Dentre as plantas identificadas no Passo 3, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposto.

Para a análise da Prática Comum, foi realizado um levantamento das atividades que se tornaram operacionais entre julho de 2004 (quando o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro começou a operar) e dezembro de 2006 (data de início da atividade de projeto), de forma a estabelecer uma gama de projetos que podem ser considerados similares à atividade de projeto.

Baseados nas premissas acima expostas foram selecionados projetos de geração de energia renovável por meio de Plantas Hidrelétricas com capacidade instalada de +/- 50% da UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira (68,4MW). Isto resultou em atividades de projeto que trabalham na faixa entre 34,2 e 102,6 MW de capacidade instalada.

Foram consideradas na análise atividades de projeto similares à UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira, e que possuam ou não incentivos financeiros. Para o Clima de Investimento na data da decisão de investimento devem ser considerados: Subsídios ou outros fluxos financeiros, Políticas Promocionais e

¹⁹ Foram consideradas as usinas de energia que se tornaram operacionais de Julho 2004 a Dezembro 2006. A abordagem será explicada no Passo 4.

Requisitos Legais.

Requisitos Legais

Histórico do setor elétrico brasileiro

Nas décadas recentes, o setor elétrico brasileiro passou por diversas mudanças até chegar ao seu atual modelo. No passado, o setor elétrico era composto quase que exclusivamente por companhias de propriedade do governo, mas a partir de 1995, devido ao crescimento das taxas de juros internacionais e a incapacidade de investimento, o governo brasileiro foi forçado a vislumbrar novas alternativas. A solução recomendada foi que se iniciasse o processo de privatização do setor e desregulamentação do mercado.

Durante os anos de 2003 e 2004 o governo federal lançou as bases de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro fundamentado pelas Leis nº 10.847²⁰ (a qual criou a Empresa de Pesquisa Energética – EPE que é responsável pelo planejamento de longo prazo do setor energético) e nº 10.848²¹, de 15 de março de 2004 (que estabelece as formas de comercialização de energia no ambiente do mercado livre, entre outros assuntos) e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004²² (que regula a comercialização de energia e os procedimentos de concessão da geração de eletricidade).

A tabela 6 mostra o sumário das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o atual modelo, que resultou em mudanças nas atividades de alguns agentes do setor.

Tabela 6: Sumário das diversas mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo -	Planejamento Indicativo pelo	Planejamento pela Empresa de

²⁰ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410847.pdf>

²¹ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410848.pdf>

²² <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Pesquisa Energética (EPE)

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE²³

Como pode ser visto na tabela 6, o modelo da matriz energética atual foi implementado em 2004, tendo como ponto como marco legal o Decreto número 5.163 emitido em 30 de julho de 2004. Antes da emissão deste Decreto, o ambiente de investimento era diferente do atual, portanto, não similar à atividade de projeto proposta.

Entre as Usinas de Energia listadas na Tabela 5, que se tornaram operacionais neste período, todas elas têm diferentes tecnologias, devido a regulações legais diferentes como discutido acima (os contratos de concessão foram emitidos antes de Julho 2004)²⁴.

Então, $N_{diff}=2$

PASSO 5: Calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ representando a faixa de usinas que usam tecnologia similar à tecnologia usada na atividade de projeto proposta considerando todas as plantas que entregam a mesma saída ou capacidade que a atividade de projeto proposta. A atividade de projeto proposta é uma prática comum no setor na área geográfica aplicável se o fator F é maior que 0.2 e $N_{all}-N_{diff}$ é maior que 3.

De acordo com os requisitos da versão 02.0 do “*Guia para Prática Comum*”, o fator F deve ser calculada como segue:

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

$$F=1- 2/2$$

$$F = 0$$

e

$$N_{all} - N_{diff} = 2-2=0$$

À luz da explanação fornecida acima e considerando os valores do fator “F” e “ $N_{all} - N_{diff}$ ”, é possível concluir que a implementação de plantas hidrelétricas similares à atividade de projeto não é uma prática comum no Brasil, sendo portanto elegível ao MDL segundo seus requisitos.

Saída da Etapa 4: A atividade de projeto proposta não é possível de ser "prática comum", logo a atividade de projeto é adicional

Nota sobre a consideração prévia do MDL:

Desde antes da implantação da usina hidrelétrica, o proponente do projeto buscou registrar a atividade de projeto como um projeto de MDL. A tabela a seguir demonstra as ações realizadas pelos participantes do projeto em considerar os benefícios do MDL, durante o processo de decisão de desenvolver a atividade de projeto.

²³ Ocorreram modificações no setor elétrico Brasileiro: <http://www.ccee.org.br/>

²⁴ A planilha “Common Practice_v3_FRC.xls” pode prover mais detalhes sobre a análise da prática comum.

Tabela 7: Cronologia da UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira

Data	Evento	Descrição/Evidências
08/08/2005	Ata da diretoria com a valoração dos benefícios/receitas do MDL para a Atividade de Projeto.	Ata de Diretoria de 08/08/2005 – Esta é a Consideração Prévia
16/11/2005	Ata da diretoria com a valoração das receitas do MDL para a atividade de projeto.	Ata da Diretoria de 16/11/2005 – Manutenção do status de MDL
16/12/2005	Leilão para a construção e operação da UHE (válido por 35 anos)	ANEEL Informe de leilão No. 002/2005
15/08/2006	Assinatura do contrato de concessão	Contrato de Concessão No. 005/2006 – Esta é a Data de Início
15/12/2006	Ata da Diretoria com a valoração da comercialização dos CERs.	Ata da Diretoria de 15/12/2006 – Manutenção do status de MDL
17/04/2007	Emissão da Licença de Instalação para a Atividade de Projeto	Licença de Instalação No. GUS 137/2007, providenciada pela Agência Ambiental de Goiás (<i>Agência Ambiental de Goiás</i>)
31/07/2007	Aquisição dos principais equipamentos (turbinas/geradores)	Contrato de fornecimento de equipamentos e serviços de instalações assinado pelo <i>Consórcio Fornecedor Foz do Rio Claro</i>
07/08/2007	Contratação da empresa de construção civil	Contrato para Engenharia civil e construção assinada com a Construtora Triunfo S/A.
15/10/2007	Negociação com consultores de MDL	Proposta Comercial 034/2007, UBS e Biofinance. – Manutenção do status MDL
26/09/2008	Contrato assinado entre o Participante do Projeto e o consultor de MDL.	Contrato assinado entre o Dono do projeto e o consultor MDL – Manutenção do status de MDL
24/01/2009	Primeira publicação do DCP para comentário das Partes interessadas locais. (Iniciados os serviços de validação com a EOD)	http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/2NB2U6T9NIAQJMP9D6E9CKSICGB273/vjew.html - Manutenção do status MDL
05/08/2010	Iniciada a Operação Comercial da unidade geradora 1	Publicação na Imprensa Oficial Brasileira (<i>Diário Oficial da União</i>)
02/12/2010	Iniciada a Operação Comercial da unidade geradora 2	Publicação na Imprensa Oficial Brasileira (<i>Diário Oficial da União</i>)
14/07/2011	Dissolução do Contrato com o primeiro consultor MDL	Termo de Dissolução - Manutenção do status MDL
12/06/2012	Negociações com consultores MDL para desenvolvimento do DCP	E-mail do Dono do projeto em 12/06/2012 - Manutenção do status MDL
04/07/2012	Negociações com a segunda EOD para os services de validação	E-mails com EODs - Manutenção do status MDL
Atividade de Projeto em Validação		

Os eventos listados acima demonstram que o MDL foi conhecido e que seus benefícios foram considerados durante o processo de decisão de implementar a atividade de projeto.

B.6. Reduções de emissão

B.6.1. Explicação das escolhas de metodologia

As reduções de emissões da atividade de projeto (ER_y) são quantificadas pela subtração das emissões do projeto ($PE_{HP,y}$) das emissões da linha de base (BE_y).

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:



ER_y	Redução de emissão no ano y (tCO ₂ e/ano);
BE_y	Emissões da linha de base no ano y (tCO ₂ /ano);
PE_y	Emissões do projeto no ano y (tCO ₂ e/ano)

Emissões do projeto (PE_y)

Para esta atividade de projeto deve ser considerado somente as emissões do reservatório de água para plantas hidroelétricas ($PE_{HP,y}$).

Segundo a metodologia ACM0002, para atividades de projeto de energia hidrelétrica que resultam em novos reservatórios, os proponentes do projeto devem calcular a emissão de CO₂ e CH₄ do reservatório estimando conforme segue abaixo:

a) se a densidade de potência (PD) do projeto for maior que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m²:

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$

Onde:

$PE_{HP,y}$	Emissões do reservatório (tCO ₂ e/ano);
EF_{Res}	Fator de emissão padrão para emissões do reservatório de hidrelétricas no ano y (KgCO ₂ e/MWh);
TEG_y	Total da energia elétrica gerada pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a fornecida para uso interno, no ano y (MWh).

b) Se a densidade de potência do projeto for maior que 10 W/m²,

$$PE_{HP,y} = 0$$

A densidade de potência da atividade de projeto é calculada da seguinte maneira:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}}$$

Onde:

PD	Densidade de potência da atividade de projeto em W/m ² .
Cap_{PJ}	Capacidade instalada da central hidrelétrica depois da implementação da atividade de projeto (W).
Cap_{BL}	Capacidade instalada da central hidroelétrica antes da implementação da atividade de projeto (W). Para novas centrais hidrelétricas este valor é zero.
A_{PJ}	Área mensurada do reservatório de água em sua superfície, depois da implementação da atividade de projeto, quando o mesmo está cheio (m ²).
A_{BJ}	Área mensurada do reservatório de água em sua superfície, antes da implementação da atividade de projeto, quando o mesmo está cheio (m ²). Para novas centrais hidrelétricas este valor é zero.

$$PD = \frac{68.400.000 - 0}{7.690.000 - 0} = 8,89 \text{ W/m}^2$$

As emissões do reservatório devem ser consideradas, porque a Densidade de Potência está entre 4 e 10. Seguindo o cálculo:

$$PE_y = \frac{90 \cdot 359.160}{1000} = 32.325 \text{ (tCO}_2\text{/ano)}$$

Emissões da linha de base (BE_y)

As emissões da linha de base (BE_y em tCO₂) são o produto do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$ em tCO₂/MWh), vezes a eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede ($EG_{PJ,y}$ em MWh), como se segue:

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

Onde:

BE_y Emissões de linha no ano y (tCO₂e/ano);

$EG_{PJ,y}$ Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e exportada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL ano y (MWh/ano).

$EF_{grid,CM,y}$ Margem Combinada para o fator de emissão de CO₂ da rede geradora no ano y, calculada usando a versão mais recente da “ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico” em (tCO₂/MWh).

Cálculo do Fator de Emissão ($EF_{grid,CM,y}$)

Para o cálculo do fator de emissão da linha de base, os seis passos abaixo devem ser seguidos

PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante;

PASSO 2. Selecionar quando da inclusão de usinas não conectadas ao sistema elétrico do projeto (opcional);

PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM);

PASSO 4. Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado;

PASSO 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM);

PASSO 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante.

Considerando o estabelecido pela versão válida da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”²⁵ e o fato da AND brasileira ter publicado a Resolução nº 8 emitida em 26 de maio de 2008, na qual define o Sistema Nacional Interconectado como um sistema único que cobre todos as cinco macro regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro Oeste), os limites do sistema elétrico brasileiro são bem definidos.

PASSO 2. Selecionar quando da inclusão de usinas não conectadas ao sistema elétrico do projeto (opcional).

Desde que a AND brasileira somente disponibiliza o cálculo do fator de emissão com base em informações de usinas conectadas a rede, as usinas não conectadas não são consideradas (Opção 1).

²⁵ "Se a AND do país anfitrião publicou a delimitação do projeto de sistema elétrico e sistemas elétricos conectados, estas delimitações devem ser utilizadas"

PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM).

O método adotado para calcular a margem de operação é o “Método de análise do despacho OM” (Opção c). O cálculo é realizado pela AND brasileira e disponibilizado publicamente.

Passo 4: Calcule o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O método selecionado é o "OM por análise dos dados de despacho".

O Fator de Emissão pelo método da Análise de Despacho (OM), é calculado como segue:

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

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Dados da margem de operação do fator de emissão de CO₂ da energia despachada no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade substituída pela atividade de projeto em horas (h) no ano y (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades da rede elétrica no topo da ordem de despacho na hora h, no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,y}$ = Energia total substituída pela atividade de projeto no ano y (MWh);

h = Horas no ano y em que a atividade de projeto está substituindo energia da rede;

y = Ano no qual a eletricidade de projeto está substituindo energia da rede.

O método $EF_{EL,DD,h}$ é definido pela AND brasileira que é a responsável por este cálculo.

PASSO 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM).

Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado anualmente, ex post (Opção 2).

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (BM) é calculado como se segue:

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

Onde:

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

$EG_{m,y}$ = Eletricidade líquida gerada e entregue a rede pela usina m no ano y (MWh)

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

m = Unidades de geração incluídas na margem de construção

y = Ano histórico mais recente na qual o dado de geração de eletricidade está disponível

O fator de emissão de CO₂ para cada unidade de geração m ($EF_{EL,m,y}$) deve ser determinado de acordo com a ferramenta no Passo 4 (a) para o simples OM, utilizando as opções de A1, A2 ou A3, utilizando para o ano y o histórico mais recente para o qual os dados de geração de energia elétrica está disponível, e utilizando para m as unidades de energia incluído na margem de construção.

As unidades de energia incluídas na margem de construção são definidos pela AND brasileira, que é responsável pelos cálculos da margem de operação e construção. Os resultados destes são disponibilizados publicamente em seu site para consulta.

PASSO 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)

Para o cálculo do fator de emissão da margem combinada o método CM (Opção a) deve ser utilizado preferencialmente.

$$EF_{\text{grid,CM},y} = EF_{\text{grid,OM},y} \times W_{\text{OM}} + EF_{\text{grid,BM},y} \times W_{\text{BM}}$$

Onde:

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

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

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

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

Considerando que a atividade de projeto é baseado numa UHE, o cálculo do fator de emissão da margem combinada deve usar valores padrões para w_{OM} e w_{BM} :

$w_{\text{OM}} = 0.5$ e $w_{\text{BM}} = 0.5$ para o primeiro período de crédito, e $w_{\text{OM}} = 0.25$ e $w_{\text{BM}} = 0.75$ para o segundo e terceiro período de crédito.

Cálculos disponíveis na Seção B.6.3.

Cálculo da Energia Gerada ($EG_{PJ,y}$)

A atividade de projeto é a instalação de uma nova planta de geração renovável conectada a rede em local onde nenhuma outra planta estava operando antes da implantação da atividade de projeto sendo assim classificada como uma planta do tipo *Greenfield* de geração de energia renovável.

A $EG_{PJ,y}$ é baseada na estimativa da eletricidade a ser injetada anualmente na rede pela atividade de projeto, a qual leva em consideração a energia assegurada das usinas, informação esta fornecida pela ANEEL e pelo Ministério de Minas e Energia. Então:

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

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e exportada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL ano y (MWh/ano);

$EG_{\text{facility},y}$ = Quantidade de geração líquida de eletricidade suprida para a rede pela planta/unidade no ano y (MWh/ano).

Valor disponível na Seção B.6.3.

B.6.2. Dados e parâmetros fixados ex-ante

Dado / Parâmetro	Cap_{BL}
-------------------------	------------

Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidroelétrica anterior à implementação da atividade de projeto. Para novas usinas, esse valor é zero.
Fonte de dado utilizada	Local do projeto.
Valor aplicado	0
Escolha do dado ou métodos de medição e procedimentos	Não aplicável.
Propósito do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro	A_{BL}
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 de dado utilizada	Local do projeto.
Valor aplicado	0
Escolha do dado ou métodos de medição e procedimentos	Não aplicável.
Propósito do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	-

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

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 centro dos dados a serem determinados no cenário da linha de base. No Brasil, a rede é interligada através do SIN em um sistema único²⁶.

Cálculo do Fator de Emissão ($EF_{grid,CM,v}$)

Para o cálculo do fator de emissão da linha de base, os seis passos abaixo devem ser seguidos

- PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante;
- PASSO 2. Selecionar quando da inclusão de usinas não conectadas ao sistema elétrico do projeto (opcional);
- PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM);
- PASSO 4. Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado;
- PASSO 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM);
- PASSO 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante.

²⁶ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24562.pdf

Considerando o estabelecido pela versão válida da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” e o fato da AND brasileira ter publicado a Resolução nº 8 emitida em 26 de maio de 2008, na qual define o Sistema Nacional Interconectado como um sistema único que cobre todos as cinco macro regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro Oeste), os limites do sistema elétrico brasileiro são bem definidos.

PASSO 2. Selecionar quando da inclusão de usinas não conectadas ao sistema elétrico do projeto (opcional).

Desde que a AND brasileira somente disponibiliza o cálculo do fator de emissão com base em informações de usinas conectadas a rede, as usinas não conectadas não são consideradas.

PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM).

O método adotado para calcular a margem de operação é o “Método de análise do despacho OM”. O cálculo é realizado pela AND brasileira e disponibilizado publicamente.

PASSO 4. Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado.

O Fator de Emissão pelo método da Análise de Despacho (OM), é calculado como segue:

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

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Dados da margem de operação do fator de emissão de CO₂ da energia despachada no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade substituída pela atividade de projeto em horas (h) no ano y (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades da rede elétrica no topo da ordem de despacho na hora h, no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,y}$ = Energia total substituída pela atividade de projeto no ano y (MWh);

h = Horas no ano y em que a atividade de projeto está substituindo energia da rede;

y = Ano no qual a eletricidade de projeto está substituindo energia da rede.

Para efeito de uma boa estimativa *ex-ante* do fator de emissão da margem de operação será utilizada a média aritmética dos fatores de emissões mensais publicados pela AND (dados disponíveis do ano 2011)²⁷

²⁷ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora>

Tabela 8: Fator de emissão da Margem de Operação para o ano de 2011

MARGEM DE OPERAÇÃO												
Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh)												
2011	MÊS											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	0,2621	0,2876	0,2076	0,1977	0,2698	0,3410	0,3076	0,3009	0,2734	0,3498	0,3565	0,3495

Desta forma, o Fator de Emissão da Margem de Operação é:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = 0,2920$$

PASSO 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM).

As unidades geradoras incluídas no cálculo do fator de emissão da margem de construção (BM) são definidas pela AND brasileira a qual é responsável pelo cálculo desta variável. O resultado deste é publicado em seu sítio de internet para consulta.

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (BM) é calculado como se segue:

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

Onde:

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

$EG_{m,y}$ = Eletricidade líquida gerada e entregue a rede pela usina m no ano y (MWh)

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

m = Unidades de geração inclusas na margem de construção

y = Ano histórico mais recente na qual o dado de geração de eletricidade está disponível

Para o fator de emissão da margem de construção $EF_{grid,BM,y}$ será adotado o valor disponibilizado pela AND para o ano de 2011 (últimos dados disponíveis)²⁸.

Tabela 9: Dados da AND brasileira para o fator de emissão da Margem de Construção

MARGEM DE CONSTRUÇÃO	
Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) – ANUAL	
2011	0,1056

Portanto, teremos que o Fator de Emissão da Margem de Construção é:

$$EF_{grid,BM,y} = 0,1056$$

PASSO 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)

²⁸ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora>

Para o cálculo do fator de emissão da margem combinada (combinação da margem de operação e construção) é utilizada uma média ponderada entre os dois fatores acima citados, considerando ambos w_{OM} e $w_{BM} = 0,5$. Como medida conservadora, é apresentado abaixo o fator de emissão calculado utilizando-se valores com quatro casas decimais, arredondadas para baixo. Então, o resultado é:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,2920 \cdot 0,5 + 0,1056 \cdot 0,5 = 0,1987 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

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

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

$$BE_y = 0,1987 \cdot 359.160 = 71.365 \text{ tCO}_2\text{/year}$$

O valor das emissões do projetos calculadas é 32.325. Então:

$$ER_y = BE_y - PE_{HP,y}$$

$$ER_y = 71.365 - 32.639 = 38.726 \text{ (tCO}_2\text{)}$$

Fugas

Nenhuma emissão de fuga é considerada²⁹.

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

Ano	Emissões de linha de base (t CO ₂ e)	Emissões do projeto (t CO ₂ e)	Fuga (t CO ₂ e)	Reduções de Emissões (t CO ₂ e)
2014	71.365	32.639	0	38.726
2015	71.365	32.639	0	38.726
2016	71.365	32.639	0	38.726
2017	71.365	32.639	0	38.726
2018	71.365	32.639	0	38.726
2019	71.365	32.639	0	38.726
2020	71.365	32.639	0	38.726
Total	499.555	228.473	0	271.082
Número total de anos de créditos	7 anos, renovável por mais 2 períodos de 7 anos cada um.			
Média anual durante o período de obtenção de créditos	71.365	32.639	0	38.726

²⁹ A partir da metodologia ACM0002 "As principais emissões potencialmente dão origem a fugas no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades como a construção de usinas e emissões a montante do uso de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento, transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas. "

B.7. Plano de Monitoramento**B.7.1. Dados e parâmetros a ser monitorados**

Dado / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade	MWh/ano
Descrição	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta/unidade da atividade de projeto para a rede no ano y.
Fonte do dado	Medidores de energia localizados dentro do painel de medição na subestação Itaguaçu (exclusivo para esta atividade de projeto)
Valor(es) aplicado (s)	359.160
Método de medição e procedimentos	A eletricidade líquida entregue à rede será registrada por medidores de eletricidade (um principal e um de retaguarda). Também a eletricidade entregue da rede deverá ser checado pelos mesmos medidores uma vez que são bidirecionais. Para segurança, os medidores serão lacrados após a calibração.
Frequência de monitoramento	Medição horária e pelo menos gravação mensal.
Procedimentos GQ/CQ	Os medidores precisam atender padrões nacionais estabelecidos pelo modulo 12.2 da ONS (que pode ser visto em http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset), e regulamentações industriais que garantam sua acuracidade. 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 consistência dos dados.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	

Dado / Parâmetro:	TEG_y
Unidade	MWh/ano
Descrição	Total de eletricidade produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y.
Fonte do dado	Local da atividade de projeto – Medidores de energia na casa de força da UHE.
Valor(es) aplicado (s)	362.647 ³⁰
Método de medição e procedimentos	A eletricidade líquida entregue à rede será verificada através dos medidores de energia elétrica (um medidor para cada unidade de geração). Por segurança, os medidores foram selados após a calibração.
Frequência de monitoramento	Medição horária e gravação mensal.

³⁰ Para estimativa ex-ante o consumo das cargas internas foram consideradas 3.487 MWh/ano (Logo $TEG_y=359.160+3.487$)



Procedimentos GQ/CQ	Os medidores devem obedecer aos padrões nacionais estabelecidos pelo módulo 12.2 do ONS (que pode ser visto através do link http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset), e regulamentação da indústria para garantir a precisão. Estes dados serão utilizados para calcular as reduções de emissões. Os dados serão arquivados mensalmente (eletrônico) e mantidos arquivados durante o período de crédito e dois anos depois.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ e/MWh
Descrição	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".
Fonte do dado	Baseado em dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada).
Valor(es) aplicado (s)	0,1987
Método de medição e procedimentos	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".
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	Como o determinado pela "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados referentes ao ano de 2011 (dados mais recentes disponíveis). Fonte: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora

Dado / Parâmetro:	Cap_{PJ}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Local da atividade de projetos.
Valor(es) aplicado (s)	68.400.000
Método de medição e procedimentos	A capacidade instalada da José Luiz Müller de Godoy Pereira é determinada pelos dados de placa dos equipamentos.
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	-
Objetivo do dado	Calculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	

Dado / Parâmetro:	A_{PJ}
--------------------------	----------



Unidade	m ²
Descrição	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte do dado	Local da atividade de projeto.
Valor(es) aplicado (s)	7.690.000
Método de medição e procedimentos	Empresas terceirizadas serão contratadas para o desenvolvimento de levantamentos topográficos e / ou processamento de imagens de satélite.
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	-
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	

B.7.2. Plano de amostragem

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

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

O plano de monitoramento para a atividade de projeto é baseado na metodologia ACM0002 e consiste no monitoramento da geração de eletricidade da atividade de projeto e dos fatores de emissão de CO₂.

1) Geração de Energia e Sistema de Medição - $EG_{facility,y}$:

Características Gerais do Sistema de Medição

Os procedimentos designados para o monitoramento da geração de eletricidade pela atividade de projeto seguem os parâmetros e regulamentos do setor energético Brasileiro. O Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são os órgãos responsáveis pela especificação dos requerimentos técnicos do sistema de medição de energia para faturamento. Esses agentes monitoram e aprovam os projetos para uma correta contagem de energia.

O agente responsável pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF) desenvolve o projeto de acordo com as especificações técnicas das medições para faturamento, as quais devem incluir a localização dos pontos de medição, painéis de medição, medidores e sistemas para medições locais e remotas.

Segundo o designado pelo sub-módulo 12.1 do Procedimento de Rede³¹, o SMF é um sistema composto pelos medidores principal e de retaguarda, pelos transformadores de instrumento, pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento.

O sistema de medição e mede e registra os valores da energia fornecida à rede. Existem dois medidores (um para cada unidade geradora) para a medida da produção de energia bruta (que inclui eletricidade utilizada para cargas internas) e um sistema de medição com dois medidores (um principal e um reserva) para a energia líquida. Os sistemas de energia bruta são instalados na UHE e o sistema de energia líquida é instalado num painel de medição na subestação Itaguaçu, ponto de conexão da UHE com o SIN.

³¹ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.1_Rev_1.0.pdf

Os dados do sistema de medição para energia líquida são também coletados no SCDE (*Sistema de Coleta de Dados de Energia*) da CCEE, remota e automaticamente, usando os mesmos dois medidores (um principal e um reserva) que estão instalados no painel de medição, na subestação Itaguaçu.

Portanto, além das medições de eletricidade realizada pelos proponentes de projeto, toda energia despachada pela UHE José Luiz Müller de Godoy Pereira será também monitorada on-line pelos medidores da CCEE. O sistema de medição da CCEE contém um sistema de comunicação direta para enviar os dados de despacho de energia para a rede para a CCEE. A CCEE é responsável pela leitura mensal e manutenção dos dados gravados de energia despachada.

Para um melhor entendimento, ver diagrama abaixo:

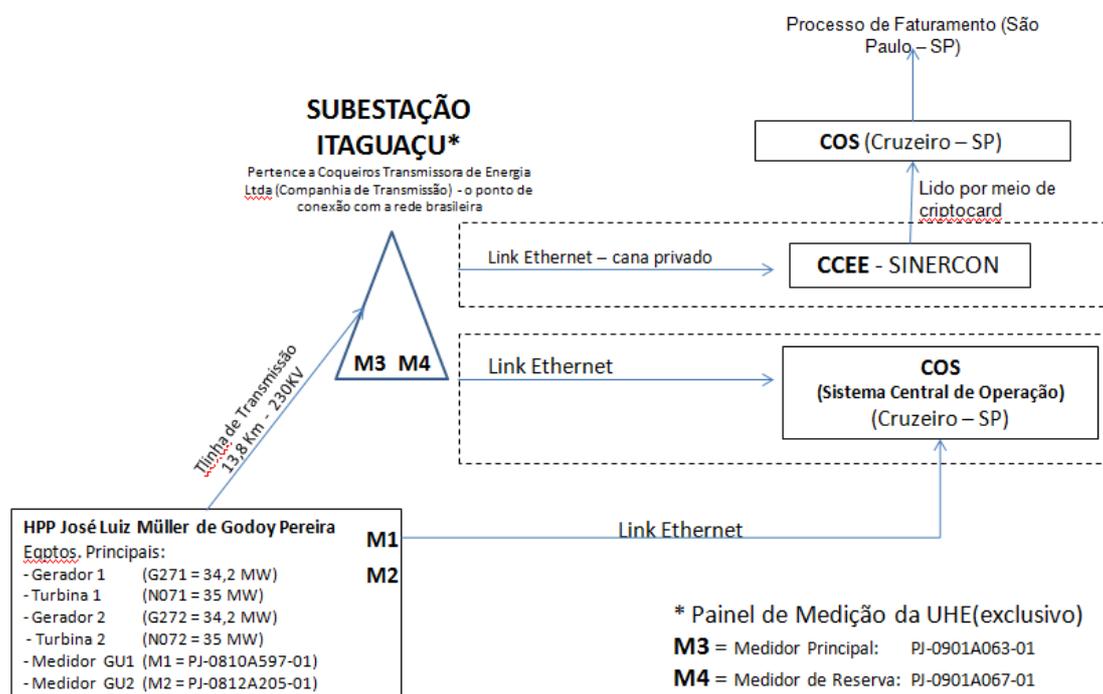


Diagrama 1: Sistema de Medição para Faturamento

* As identificações dos medidores podem mudar se um ou ambos forem substituídos durante a vida útil do projeto

Os medidores M1 e M2 podem prover o total de eletricidade produzido pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade suprida à rede e a eletricidade para as cargas internas, no ano y (TEGy).

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 o cálculo das reduções de emissão;
- (3) As reduções de emissão serão gerenciadas pela equipe do proprietário do projeto.

Outros detalhes, no que diz respeito aos parâmetros a serem monitorados podem ser encontrados nas seções B.7.1.

Controle de Qualidade:

(1) Calibração dos medidores:

A calibração dos medidores será conduzida por organizações qualificadas que deverão estar de acordo com os padrões nacionais e regulações industriais para assegurar a acurácia do sistema. O período de calibração irá seguir o Procedimento 12.3³² do ONS. Após a calibração, os medidores deverão ser lacrados para segurança e os certificados de calibração serão arquivados juntamente com os dados de monitoramento. A classe de exatidão do equipamento que será utilizado no projeto, está em conformidade com os padrões nacionais (NBR 14519 da Associação Brasileira de Normas Técnicas). Isto pode ser visto no Procedimento 12.2³³ do ONS.

(2) Tratamento de Emergência:

Em caso de indisponibilidade de leitura de qualquer ponto de medição, decorrente de manutenções, comissionamento ou por qualquer outro motivo, será utilizada a metodologia de estimativa de dados conforme o item 7.1 do Procedimento de Comercialização de Energia³⁴, Módulo 2.

Gerenciamento de dados:

Todos os dados recolhidos no intervalo de monitoramento serão apresentados por via eletrônica e mantidos por pelo menos 2 anos após o último período de créditos. O crédito a ser gerado será calculado regularmente pelos proponentes do projeto e mantidos para a fase de verificação.

Procedimentos de Treinamento:

O participante do projeto é igualmente responsável pela gestão do projeto e para o treinamento de pessoal, fornecendo os procedimentos de operação, medição, monitoramento de emergência e comunicação.

Os procedimentos de emergência relacionados com a operação da atividade de projeto (por exemplo: a segurança e a saúde dos trabalhadores, relacionados com a segurança da barragem de emergência etc brocas / exercícios, de acordo com a legislação brasileira), foram incluídos nos cursos de formação.

Além disso, procedimentos de manutenção, operação e calibração seguem as diretrizes nacionais estabelecidas pelo ONS.

2) Fatores de Emissão - $EF_{grid,CM,y}$, $EF_{grid,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$:

Os fatores de emissão de CO₂ envolvidos na atividade de projeto ($EF_{grid,CM,y}$, $EF_{grid,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$), conforme mencionamos anteriormente, são fornecidos pela AND brasileira e disponibilizados em seu sítio de internet (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html>). Desta maneira, o monitoramento desses dados será *ex-post*, através do acesso periódico aos dados fornecidos pela AND.

3) Capacidade Instalada – Cap_{PJ} :

No Brasil, a capacidade instalada das usinas hidrelétricas é determinada e autorizada por uma agência regulatória competente. Além disso, qualquer modificação precisa ser autorizada e publicada. Portanto, qualquer nova autorização para o aumento da capacidade instalada da usina será anualmente monitorada.

³² http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx

³³ http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx

³⁴ http://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/regrasprocedlegis/documents/conteudoccee/ccee_058269.pdf

4) Área do reservatório – A_{PT}:

Após a execução da atividade de projeto, a área do reservatório será medida anualmente na superfície da água, quando o reservatório está cheio. Para este fim, serão utilizadas medidas de levantamentos topográficos ou imagens de satélite.

Autoridade e Responsabilidade:

A Foz do Rio Claro S.A é a responsável pela manutenção e calibração dos equipamentos de monitoramento, atendimento às exigências operacionais e ações corretivas relacionadas à funcionalidade da atividade de projeto. Além disso, a companhia tem autoridade e responsabilidade para o registro, monitoramento e medições, assim como para gerenciar todos os assuntos relacionados a atividades de projeto, também para organizar recursos humanos e treinamento de terceiros para o uso de técnicas apropriadas relacionadas à legislação vigente.

As emissões de linha de base do projeto e os cálculos e reduções de emissões serão realizados pela Foz do Rio Claro S.A a qual reportará os resultados de maneira apropriada às entidades relacionadas aos processos do MDL.

SEÇÃO C. Duração e período de crédito

C.1. Duração da atividade de projeto

C.1.1. Data de início da atividade de projeto

15/08/2006

A data mais antiga em que a implementação ou construção ou ação real da atividade de projeto começou, que foi a assinatura do Contrato de Concessão número 005/2006 assinado em 15/08/2006.

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

Máximo de 35 anos e 0 meses (o período de concessão para a utilização da UHE).

C.2. Período de crédito da atividade de projeto

C.2.1. Tipo do período de crédito

Renovável sendo:

01/01/2014 a 31/12/2020	o Primeiro período de crédito
01/01/2021 a 31/12/2027	o Segundo período de crédito
01/01/2028 a 31/12/2034	o Terceiro período de crédito

C.2.2. Início do período de crédito

A data de início do primeiro período de crédito da atividade do projeto é 01/01/2014 ou na data do registro do MDL, o que ocorrer mais tarde.

C.2.3. Duração do período de crédito

7 anos e 0 meses renovável por mais 2 períodos de 7 anos e 0 meses.

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise de impactos ambientais

A implementação da Usina Hidrelétrica José Luiz Müller de Godoy Pereira foi precedida de uma avaliação ambiental abrangente que foi feita com a realização de dois estudos: o Estudo de Impacto Ambiental - EIA e Relatório de Impacto Ambiental - RIMA. Com base nesses estudos, foi desenvolvido um Plano Básico Ambiental - PBA, que incluiu 26 programas e 2 subprogramas. O objetivo desses



programas é o de gerenciar, monitorar e executar ações que minimizem a influência do projeto sobre o meio ambiente. As atividades desses programas foram executadas por uma equipe de 70 profissionais.

Tendo obtido a Licença Prévia Ambiental, o uso do potencial hidrelétrico do rio Rio Claro foi enviado para procedimentos de licitação, que foi ganho pela Alusa Participações S.A. Em 16 de Outubro de 2006, uma nova Licença Prévia Ambiental foi obtida (Licença Prévia 24/2006) no nome da Foz do Rio Claro Energia S.A. A partir desta data, Foz do Rio Claro Energia S.A. desenvolveu ações para cumprir com todos os regulamentos listados, desenvolvendo os requisitos ambientais necessários e fazendo os procedimentos de comunicação social sobre os municípios da Caçu e São Simão.

A Licença de Instalação GUS 137/2007 foi obtida em 17 de Abril de 2007 e renovada em 7 de Agosto de 2008 como LI GUS 138/2008, fornecida pela AGMA. A Licença de Instalação foi obtida após a aprovação do PBA. O PBA inclui projetos de impacto ambiental e de controle de medidas de mitigação e compensação. O PBA inclui propostas descritas nos seguintes documentos:



- Estudo de Impacto Ambiental - EIA (2002);
- Documentos da Reunião de Consulta Pública (2005);
- Requisitos de Licença Prévia (2005 e 2006);
- Estudos Complementares;
- Requisitos adicionais e/ou complementares por parte do órgão ambiental e da comunidade local;

A Licença de Operação GUS 026/2010 foi obtida em 1 de Fevereiro de 2010, fornecida pela SEMARH.

Estudos ambientais não apontaram a ocorrência de quaisquer impactos transfronteiriços.

D.2. Avaliação do impacto ambiental

Breve descrição do Estudo de Impactos Ambientais, Relatório de Impactos Ambientais e Plano Básico Ambiental.

O EIA / RIMA foi desenvolvido com base nos impactos causados pela instalação do Projeto. Fazendo uso de estudos comparativos e análise custo/benefício, esses documentos levam em consideração fatores ambientais, sociais e econômicos. Os fatores considerados incluem: construção de barragens, instalação de canteiro de obras, construção de acessos rodoviários, impactos sobre a flora e fauna, aumento temporário na população local, os impactos sobre a saúde, educação e segurança pública, geração de renda para o governo local por meio de impostos, entre outros.

O maior impacto negativo para o meio ambiente, foi a criação do reservatório, o qual inundou uma área de 7,69 Km², quando o reservatório está cheio. Esta área, no entanto, apresentou baixa densidade populacional e consistia principalmente em fazendas e residências de trabalhadores rurais. Inundações nesta área não resultaram em migração compulsória de comunidades inteiras.

Os principais impactos positivos são a contribuição para a sustentabilidade ambiental reduzindo o uso de energia fóssil (não renovável), a melhor utilização dos recursos naturais e do uso de tecnologias limpas e eficientes. Além disso, a ampliação das oportunidades de emprego em áreas onde o projeto está localizado, a contribuição para melhores condições da economia local com os impostos pagos pelo projeto, a redução da poluição lançada na atmosfera e os custos sociais relacionados a ela.

O PBA registrou o desenvolvimento de 26 projetos ambientais para a prevenção, controle, mitigação, monitoramento e compensação dos impactos ambientais causados pela instalação do Projeto. Entre esses programas, pode-se destacar:

- o Programa de negociação da terra;
- o Programa de recuperação de áreas degradadas;
- o Programa de Monitoramento do uso do solo. Controle de Processos Erosivos e estabilização de encostas;
- o Monitoramento limnológico e Programa de Qualidade da Água;
- o Programa de Educação Ambiental para os Municípios;
- o Programa de desmatamento e limpeza em terrenos do Reservatório;
- o Plano Diretor do Reservatório;
- o Programa de Comunicação Social;
- o Programa de Gestão Ambiental;

SEÇÃO E. Consulta às partes interessadas locais

E.1. Solicitação de comentários das partes interessadas locais



Os convites dos atores locais foram feitos de acordo com a Resolução No. 7 da AND³⁵ brasileira. A fim de satisfazer e dar cumprimento a esta resolução o proponente do projeto enviou cartas convite, descrevendo o projeto, e solicitaram comentários das seguintes partes interessadas:

1. Prefeitura Municipal de Caçu
2. Prefeitura Municipal de São Simão
3. Câmara Municipal de Caçu
4. Câmara Municipal de São Simão
5. Secretaria de Meio Ambiente de Caçu
6. Superintendência Municipal do Meio Ambiente de São Simão
7. Agência Goiana de Meio Ambiente e Recursos Naturais
8. FBOMS
9. Ministério Público Estadual
10. Procuradoria da República no Estado de GO
11. Sindicato Rural de Caçu
12. Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Caçu
13. Conselho Municipal da Comunidade de São Simão
14. Comunidade de Pescadores de São Simão

Atores locais também foram instruídos a solicitar cópias em papel desses documentos por meio do serviço postal, nos casos em que o acesso à Internet não fosse possível.

E.2. Resumo dos comentários recebidos

Não foram recebidos comentários por e-mail ou correio.

E.3. Relatório da consideração dos comentários recebidos

Nenhuma ação é requerida.

SEÇÃO F. Aprovação e Autorização

A Carta de Aprovação deverá ser obtida após a emissão do Relatório Final de Validação da EOD e antes da solicitação de registro no Conselho Executivo do MDL.

³⁵ Available at: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/69610.html>>

**Apêndice 1: Informação de contato dos participantes do projeto**

Organização	FOZ DO RIO CLARO ENERGIA S.A
Rua/Caixa Postal	Av. Dr. Cardoso de Melo 1955, 9º andar
Prédio	Ed. Brasília Machado
Cidade	São Paulo
Estado/Região	SP
CEP	04548-005
País	Brasil
Telefone	+ 55 11 4095-1500
FAX	+ 55 11 4095-1699
E-Mail	tsalles@alupar.com.br
Web site	http://www.alupar.com.br
Representado por	Thiago Salles
Título	Diretor Administrativo Financeiro
Tratamento	Sr.
Sobrenome	Salles
Segundo nome	
Nome	Thiago
Departamento	Não aplicável
Celular	Não disponível
FAX direto	+ 55 11 4095-1699
Telefone direto	+ 55 11 4095-1500
E-Mail pessoal	tsalles@alupar.com.br

Apêndice 2: Informação sobre financiamento público

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

Apêndice 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada

Nenhuma informação adicional.

Apêndice 4: Informações gerais complementares sobre cálculo ex-ante das reduções de emissões

Nenhuma informação adicional.

Apêndice 5: Informações gerais sobre o plano de monitoramento



Toda informação relevante foi fornecida na Seção B.7.

Apêndice 6: Resumo das modificações após registro

Não aplicável.

Histórico do documento

Versão	Data	Natureza da revisão
04.1	11 Abril 2012	Revisão editorial para trocar a versão na linha 02 na caixa de histórico do Anexo 06 para Anexo 06b.
04.0	EB 66 13 Março 2012	Revisão necessária para assegurar a consistência com as "Diretrizes para completar o formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto MDL "(EB 66, Anexo 8).
03	EB 25, Anexo 15 26 Julho 2006	
02	EB 14, Anexo 06b 14 Junho 2004	
01	EB 05, Parágrafo 12 03 Agosto 2002	Adoção inicial.
Decision Class: Regulatory Document Type: Form Business Function: Registration		