



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL -DCP)
Versão 03-em vigor a partir de: 28 de julho de 2006**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação da Linha de Base e Metodologia de Monitoramento
- C. Duração da atividade de projeto / Período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentário das partes interessadas

Anexos

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

Anexo 2: Informações com relação a financiamento público

Anexo 3: Informações da linha de base

Anexo 4: Plano de Monitoramento

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto****A.1. Título da atividade de projeto:**

Título: Atividade do projeto de MDL da Usina Hidrelétrica Ferreira Gomes.

Versão: 2

Data: 06/12/2011

A.2. Descrição da atividade de projeto:

A atividade do projeto consiste na construção da **Hidrelétrica Ferreira Gomes** a qual possui 252,0 MW de potência instalada.

A **UHE Ferreira Gomes** está localizada no Rio Araguari, Bacia do Atlântico Norte/Nordeste, no município da Ferreira Gomes – Estado do Amapá, Brasil. A UHE criará um novo reservatório com área de 17,72 Km². A usina será gerenciada pela Ferreira Gomes Energia S.A, uma sociedade de propósito específico, responsável pela construção e operação da usina.

O objetivo principal da atividade de projeto é fornecer energia elétrica para o Sistema Interconectado Nacional – SIN, substituindo por energia renovável, a energia gerada a partir de fontes térmicas que utilizam combustível fóssil, especialmente no Estado do Amapá onde aproximadamente 74% da capacidade instalada vêm de fontes termelétricas¹ (dados de agosto de 2011).

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. A atividade de projeto suporta a construção de um novo projeto de geração de energia renovável como alternativa ambientalmente sustentável para a geração de energia elétrica.

Considerando que o projeto prevê a construção de um reservatório (17,72 Km²), representa baixo impacto ambiental quando comparado a outras hidrelétricas instaladas no domínio da Amazônia. Este fato é importante porque a construção de usinas hidrelétricas com pequenos reservatórios (elevada densidade de potência) contribui para o uso eficiente dos recursos naturais, evitando o crescimento de passivos sociais e ambientais causados pela exploração por técnicas de baixa eficiência, as quais normalmente causam impactos significativos às populações locais (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 como fonte de energia. Na ausência da atividade de projeto, combustíveis fósseis seriam queimados em termelétricas conectadas a rede energética brasileira para suprir a demanda do país. A iniciativa da atividade de projeto ajuda o Brasil a alcançar seus objetivos de promoção do desenvolvimento sustentável.

¹ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.asp?cmbEstados=AP:AMAPÁ>



A atividade de projeto está ainda alinhada com exigências específicas do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL do país anfitrião, porque:

- Contribui para a sustentabilidade ambiental uma vez que reduz o uso de energia fóssil (recurso não renovável), incrementa a parcela de participação de energias limpas e renováveis na matriz energética brasileira e estimula a evolução de tecnologias energeticamente mais eficientes.
- Contribui para a melhoria das condições de trabalho e aumento da oportunidade de emprego em áreas onde o projeto está localizado.
- Contribui para a melhoria da economia local reduzindo a quantidade de poluentes emitidos na atmosfera e custos sociais associados a estes.
- Contribui com a conservação da biodiversidade brasileira através do investimento em Unidades de Conservação exigidos pelos mecanismos descritos pela Lei Federal nº 9.980/2000 que instituiu o Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC).

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;
- Menores exigências com relação à margem de reserva;
- Energia de melhor qualidade para a região;
- Perdas menores nas linhas;
- Controle da energia reativa;
- Mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição.

A.3. Participantes do projeto:

Nome das Partes envolvidas (*) no projeto	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (quando aplicável)	Por favor, indique se a parte envolvida gostaria de ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (País Anfitrião)	Ferreira Gomes Energia S.A (entidade privada)	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:

A.4.1. Localização da atividade do projeto:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado etc.:

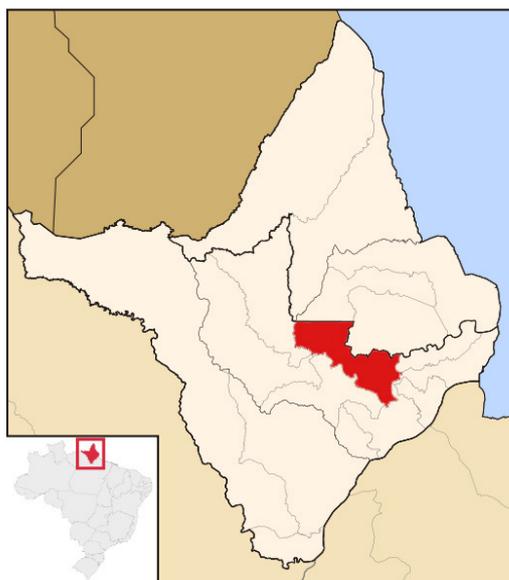
Região Norte – estado do Amapá (AP)

A.4.1.3. Município/Localidade etc.:

Município de Ferreira Gomes

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto:

A Hidrelétrica Ferreira Gomes está localizada no rio Araguari, bacia hidrográfica do Atlântico Norte/Nordeste, nas coordenadas geográficas 00° 51' 20,126" N e 51° 11' 41,071" O (ou N 94569.409559; E 478332.377099 segundo o sistema de projeção UTM), na cidade de ferreira Gomes, Estado do Amapá, região Norte, Brasil.

**Figura 1:** Localização do município de Ferreira Gomes dentro do Estado do Amapá.**A.4.2. Categoria da atividade de projeto:**

Atividade de projeto de larga escala
Tipo 1: Projeto de energia renovável
Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma rede.

A.4.3. Tecnologia empregada pela atividade de projeto:

(a) *O cenário existente anteriormente ao início da implementação da atividade de projeto:*



Anteriormente à implementação do projeto proposto, a eletricidade era gerada pela matriz energética operante que tem uma forte participação de usinas geradoras que funcionam a base de combustíveis fósseis. Considerando as usinas ligadas a rede nacional de distribuição, a geração elétrica através de combustíveis fósseis representa em torno de 17,5%² da geração nacional e cerca de 74%³ da geração no estado do Amapá (segundo dados de agosto de 2011). A atividade de projeto reduz as emissões dos Gases de Efeito Estufa (GEEs) evitando a entrada em operação de usinas termoelétricas conectadas a rede, que usam combustíveis fósseis como fonte de energia. Na ausência da atividade de projeto, tais usinas operariam de forma a atender a demanda elétrica do país. Parte desta demanda, até o momento suprida por termoelétricas, passará a ser suprida pela usina da atividade de projeto.

(b) *O escopo de atividades/medidas que estão sendo implementadas dentro da atividade de projeto:*

A tecnologia empregada pelo empreendimento é o aproveitamento da energia hidráulica do Rio Araguari para a geração de energia elétrica, a energia gravitacional da água é utilizada para movimentar as turbinas e acionar os geradores capazes de produzir energia elétrica. Esta é uma fonte de energia renovável e apresenta mínimo impacto ambiental.

A Hidrelétrica Ferreira Gomes despachará a energia gerada para o Sistema Interconectado Nacional – SIN a partir de sua subestação elevatória (13,8/138 kV) localizada próxima a sua casa de força nas coordenadas 00°51'06" N e 51°12'00" O.

A tecnologia e os equipamentos a serem utilizados na atividade de projeto são desenvolvidos e manufaturados no Brasil e portanto não é esperada transferência de conhecimento ou tecnologia para o país anfitrião. As fontes de emissão e GEE envolvidos são o CO₂, oriundos da geração através da queima de combustível fóssil em termelétricas, e o CH₄ do reservatório de novas hidrelétricas pouco eficientes que poderiam ser implantadas para complementar a disponibilidade de energia no país caso injeções adicionais ocorressem.

(c) *O cenário de linha de base:*

O cenário de linha de base para a atividade de projeto é o mesmo cenário existente antes do início da implementação da atividade de projeto.

As características técnicas dos equipamentos que serão implementados na hidrelétrica podem ser conferidas na tabela 1.

Tabela 1: Características técnicas dos principais equipamentos instalados na UHE Ferreira Gomes.

Gerador	Características	Fonte
Tipo	Síncrono	Contrato de fornecimento
Quantidade	3	Contrato de fornecimento

² <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.asp>

³ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/GeracaoTipoFase.asp?tipo=2&fase=3&UF=AP:AMAPÁ>



Potência (kW)	84.000	Contrato de fornecimento
Potência Nominal (kVA)	93.333	Contrato de fornecimento
Tensão (kV)	13,8	Contrato de fornecimento
Frequência (Hz)	60	Contrato de fornecimento

Turbinas	Características	Fonte
Tipo	Kaplan	Contrato de fornecimento
Quantidade	3	Contrato de fornecimento
Potência (kW)	86.000	Contrato de fornecimento
Vazão Nominal (m ³ /s)	590,5	Contrato de fornecimento

Outras Informações	Características	Fonte
Área do reservatório (Km ²)	17,72	Despacho ANEEL Nº 1.501, de 27 de Maio de 2010.
Densidade de potência (W/m ²)	14,2	Baseado na ACM0002 – v.12.2.0.
Fator de capacidade	0,59	Base de dados da ANEEL

A.4.4. Total estimado de reduções nas emissões durante o período de créditos escolhido:

Tabela 2: Estimativa *ex-ante* das reduções de emissões de CO₂e.

Ano	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO₂e
2015	375.706
2016	407.225
2017	407.225
2018	407.225
2019	407.225
2020	407.225
2021	407.225
Estimativa total de reduções (toneladas de CO₂e)	2.819.056
Número total de anos de crédito	7
Média anual estimada de reduções de emissões durante o período de crédito (toneladas de CO₂e)	402.722

**A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:**

Não há financiamento público por partes do Anexo I para a atividade de projeto, sendo o crédito de carbono a opção escolhida.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e de monitoramento:**B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada e do monitoramento aplicados à atividade de projeto:**

O projeto usa a metodologia ACM0002 “Metodologia Consolidada de Linha de Base para Geração de Eletricidade Conectada a Rede a partir de Fontes Renováveis” (Versão 12.2.0).

A ACM0002 também se refere às seguintes ferramentas:

- Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico (versão 02.2.1);
- Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade (versão 06.0.0);

B.2. Justificativa para a escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto:

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 (renováveis ou não renováveis).

A metodologia ACM0002 se aplica à atividade do projeto de geração de energia renovável conectada à rede sob as seguintes condições:

- *A atividade do projeto resulta em um novo reservatório simples ou múltiplo e a densidade de potência da usina de energia, segundo as definições descritas na seção “Emissões do Projeto”, é maior que 4 W/m^2 .*

Esta atividade de projeto resulta na criação de um novo reservatório simples e sua densidade de potência, segundo as definições da seção emissões do projeto, é maior que 4 W/m^2 .

A Hidrelétrica Ferreira Gomes é considerada uma usina de geração elétrica por fonte renovável com novos reservatórios, que possui densidade de potência de $14,2 \text{ W/m}^2$.

Ademais, a capacidade instalada na usina é de 252 MW, maior que 15 MW (como pode ser verificado na tabela 1), portanto incluindo a atividade de projeto na categoria de larga escala considerando os padrões do MDL.

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

B.3. Descrição das fontes e gases incluídos nos limites do projeto:

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 metano advindas do reservatório	CO ₂	Não	Fonte de emissão secundária
		CH ₄	Não	Considerando que a densidade de potência da UHE Ferreira Gomes é 14,2 W/m ² , portanto maior que 10 W/m ² , as emissões do reservatório são consideradas nulas.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária

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

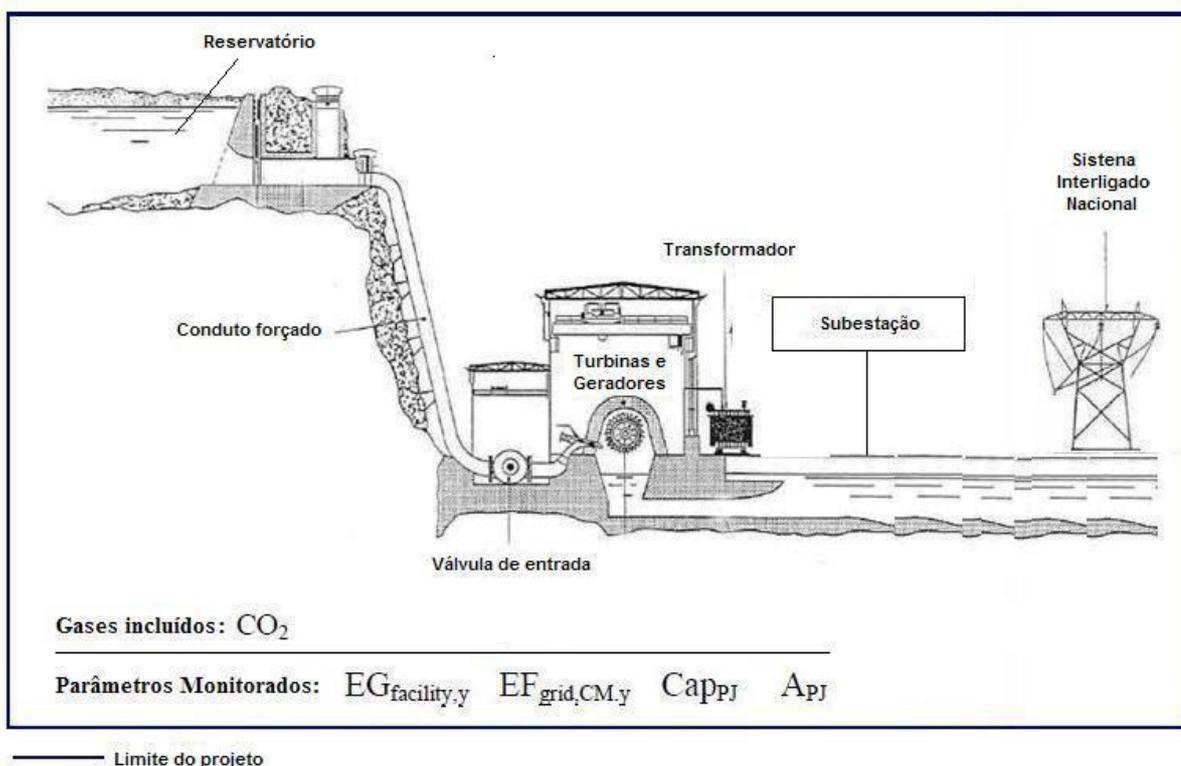


Figura 2: Diagrama ilustrativo sobre limites do projeto, parâmetros monitorados e gases incluídos.

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

De acordo com a versão 12.2.0 da metodologia MDL ACM0002, “*se a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina renovável conectada à rede, a linha de base é a seguinte*”:

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

Ademais, as emissões de linha de base são o produto da energia elétrica da linha de base $EG_{BL,y}$, expressa em MWh de eletricidade produzida pela unidade geradora, multiplicada pelo fator de emissão de CO_2 da rede (medido em tCO_2e/MWh), calculado de maneira clara e conservadora.

O potencial de geração de eletricidade da atividade de projeto fornecerá os dados necessários para estimar as emissões de linha de base em kWh.

Na ausência da atividade do projeto (cenário de linha de base), a eletricidade continuaria sendo fornecida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) que possui em sua matriz usinas termelétricas, movidas a combustíveis fósseis (mais detalhes sobre o SIN são fornecidos na seção B.6.1).

A atividade de projeto usa também como fonte de dados para cálculo do fator de emissão do SIN, os coeficientes de margem de operação e margem de construção fornecidos pela Autoridade Nacional Designada (AND) do país anfitrião, disponibilizados publicamente. O fator de emissão resultante da geração de energia elétrica pelo SIN no Brasil é calculado com base nos registros de geração das plantas operadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

O método utilizado para fazer este cálculo é o método “Análise do Despacho”. Estas informações são necessárias para projetos de energia renovável que estejam conectados à rede elétrica e implantados no Brasil sob os padrões do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL.

Os dados resultantes do trabalho da ONS, do Ministério de Minas e Energia e do Ministério de Ciência e Tecnologia, estão disponíveis para os proponentes de projetos de 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/74689.html>

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



Etapa 1: Identificação de Alternativas para Atividade de Projeto, Consistente em Leis e Regulamentações Atuais

Sub-etapa 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto:

As alternativas reais para a atividade de projeto são:

- 1 – A atividade de projeto proposta é executada sem ser registrada como atividade de projeto MDL;
- 2 – A continuidade do presente cenário, com a geração de eletricidade ocorrendo pela composição atual do Sistema Interconectado Nacional o qual tem uma alta participação de usinas que utilizam combustíveis fósseis.

Sub-etapa 1b. Consistência com leis e regulamentações mandatórias:

A implementação da hidrelétrica Ferreira Gomes está em conformidade com todas as regulamentações das seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Secretaria de Meio Ambiente do Estado do Amapá – SEMA e Conselho Executivo do MDL. Suas principais funções dentro do sistema elétrico nacional são:

ONS – Opera o sistema nacional, regulando as atividades de geração para cada agente de acordo com a demanda do país.

ANEEL – Reconhece e controla todos os agentes (geradores e consumidores) ligados ao SIN fiscalizando o cumprimento dos parâmetros impostos pelo governo brasileiro aos que atuam no setor de energia.

SEMA – Analisa os aspectos ambientais dos empreendimentos a serem instalados no estado do Amapá e emite as licenças (prévia, de instalação e de operação) que liberam sua implementação após todas as exigências e condicionantes terem sido cumpridas.

Etapa 2. Análise de Investimento

A análise de investimento deve ser realizada de forma a determinar se a atividade de projeto proposta 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 o projeto proposto não é economicamente / financeiramente viável sem as receitas das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

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

De forma a determinar o método de análise apropriado, as seguintes opções estão disponíveis para serem usadas na análise de 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 para demonstração e avaliação de adicionalidade” versão 06.0.0, se a atividade de projeto MDL e as alternativas identificadas na Etapa 1 geram benefícios financeiros ou econômicos outros além da receita gerada pelo MDL, a análise de comparação de investimento (Opção II) ou a análise de benchmark (Opção III) devem ser usadas. A análise de benchmark será aplicada porque é a mais apropriada para este tipo de atividade no Brasil. Ademais, a opção II deve ser aplicada quando existem cenários alternativos reais para a atividade de projeto. Como não há alternativa para se comparar com o indicador do projeto (Taxa Interna de Retorno), a Opção III deve ser aplicada.

A opção III foi selecionada.

Sub-etapa 2b. Opção III. Análise referencial aplicada

O indicador financeiro mais adequado à atividade de projeto MDL é a Taxa Interna de Retorno (TIR do projeto) do projeto, por ser compor a taxa de retorno efetivo anual que pode ser obtida sobre o capital investido.

A análise do índice financeiro / econômico é baseada em parâmetros que são considerados padrões no mercado de energia no Brasil e no mundo, considerando as 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 cálculo do Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), 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 Médio Ponderado de Capital consiste na ponderação do custo do capital próprio com o do capital de terceiros que dada empresa ou setor possui.

A soma das taxas de retorno exigidas pelos credores (acionistas ou terceiros) ponderadas pela participação de cada agente financeiro sobre o total das dívidas forma o custo médio ponderado do capital das empresas ou WACC. Este custo deve ser superado pelo retorno dos projetos de forma que dada empresa possa honrar com seus compromissos e investir em seu crescimento.

O custo de capital próprio foi calculado como a soma de uma taxa livre de risco com um prêmio de risco do país anfitrião, mais um prêmio de risco global para investimento em capital próprio. Esta forma de cálculo seguiu as recomendações para o cálculo do custo do capital próprio presentes 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:

$$K_e = GB + PE_g$$

Onde:

K_e = Custo de Capital Próprio;

GB = Taxa Livre de Risco (Rf) + Prêmio de Risco País (ERP)

PE_g = Prêmio de Risco Global

$$GB = 5,03\% + 5,20\% = 10,23\%$$

Rf = Média das taxas de retorno do título do tesouro Americano (T-Bond) relativa aos anos de 2000 a 2009;

ERP (EMBI+ 2000 – 2009) = Média do Prêmio de Risco do Brasil, baseado em dados da JP Morgan relativos aos anos de 2000 a 2009;

PE_g = Prêmio de Risco Global fornecido por Aswath Damodaran⁴.

Portanto:

$$K_e = 10,23\% + 5,775 = 16,00\%$$

Descontando-se uma taxa de inflação de 4,03% tem-se assim que o custo do capital próprio da Ferreira Gomes Energia S.A. é de 11,96%⁵.

Abaixo, a tabela 3 sumariza os valores de referência para a TIR do projeto e o valor do capital próprio utilizado como benchmark do projeto:

Tabela 3: Quadro comparativo entre a TIR das usinas da atividade de projeto e o benchmark utilizado.

Benchmark – Custo do Capital Próprio (% ao ano)	TIR Ferreira Gomes (% ao ano)
11,96	6,27

O fluxo de caixa da atividade de projeto foi elaborado para o período de concessão da atividade de projeto (35 anos), tendo uma Taxa Interna de Retorno (TIR) igual a 6,27%, 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 do MDL, em uma planilha aparte. Nesta planilha são identificadas também todas as referências para os valores utilizados.

⁴ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

⁵ Favor verificar a planilha “WACC UHE FG v1” fornecida para mais detalhes sobre os cálculos aplicados.



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

Tabela 4: Principais valores de entrada do fluxo de caixa.

Parâmetro	UHE Ferreira Gomes
Investimento – Capital Próprio (R\$) ⁶	390.202.986,00
Energia firme (MW)	150,2
Preço da Energia (R\$/MWh) – ACR (70%)	69,78
Preço da Energia (R\$/MWh) – Mercado Livre (30%)	132,00
Operação e Manutenção (R\$/MWh)	3,44

A TIR do projeto permaneceu abaixo do valor de custo do capital do proponente do projeto. A análise mostra que o projeto está destruindo capital da empresa investidora quando considerados parâmetros que compõe o cálculo do WACC da Ferreira Gomes Energia S.A., enfrentando portanto barreiras de investimento devido a existência de outras alternativas de investimento mais atrativas.

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.

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.

A **Análise de Ponto de Equilíbrio** (Breakeven point) foi realizada para que se possa discutir as possibilidades de ocorrência destes cenários.

A tabela 5 apresenta os principais resultados da análise.

Tabela 5: Análise de sensibilidade da UHE Ferreira Gomes.

Parâmetro	Valor Original	Breakeven point	% de desvio
Investimento – Capital Próprio (R\$)	390.202.986,00	247.115.551,03	- 36,67%
Energia firme (MW)	150,2	230,93	53,75%
Preço da Energia (R\$/MWh) – ACR (70%)	69,78	Parâmetro Fixo	-
Preço da Energia (R\$/MWh) – Mercado Livre (30%)	132,00	256,21	94,10%
Operação e Manutenção (R\$/MWh)	3,44	Não sensível o bastante para atingir o benchmark	- 100%

⁶ Correspondente a 48,13% do total do valor investido de R\$810.713.000,00, o qual é a parcela do investimento que tem origem em capital próprio.



Como pode ser percebido acima, todas as variações executadas superam a marca de + ou – 10% recomendada pela versão 05 das “Orientações para a avaliação da análise de investimento”, publicadas na 62ª reunião do Comitê Executivo do MDL.

Possibilidades de ocorrência dos cenários de ponto de equilíbrio.

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

Investimento (R\$)

Com relação aos custos totais de investimento, os valores de entrada são oriundos do Quadro de Usos e Fontes – QUF do empreendimento que pode ser contra checado com o Comunicado Relevante nº 1 da ANEEL, de 07 de julho de 2010, correspondente ao edital do leilão 03/2010. Apesar do valor estimado pela ANEEL (R\$810.713.000,00), o valor real de investimento para implantação do empreendimento foi superior, atingindo o montante de R\$898.800.000,00 conforme pode ser verificado no protocolo do memorando de informações enviado ao BNDES em 4 de agosto de 2011. Assim, não é possível que o valor de investimento seja praticado abaixo do valor utilizado na planilha da TIR do projeto.

Neste memorando é possível também verificar-se que 51,87% do montante a ser investimento é solicitado ao agente financeiro.

Mantendo-se a proporção de empréstimo/capital próprio (51,87% financiado e 48,13% de capital próprio)⁷ a análise mostra que para alcançar o benchmark, o valor de investimento deveria ser 36,67% mais baixo que o previsto inicialmente. Seu ponto de equilíbrio (breakeven point) é de R\$247.115.551,03. Flutuações desta amplitude são de ocorrência improvável, mesmo porque, como acima exposto, o valor de investimento foi aproximadamente 10,8% superior do inicialmente previsto.

Portanto, os valores de entrada são adequados e conservadores.

Energia Firme (MW) ou Fator de Potência

A energia firme é considerada adequada visto que os dados vêm do banco de Informações sobre Geração da ANEEL⁸ – a agência reguladora do setor de energia no Brasil.

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 consequentemente 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.

⁷ A proporção capital próprio/financiamento proposta pela companhia é semelhante ao valor padrão sugerido pela versão 5 das “Orientações para avaliação de análise de investimento” para os casos onde não há estrutura de capital próprio/financiamento, definida (valor padrão de 50% de financiamento e 50% de capital próprio). Portanto, os valores utilizados são homologados pelas orientações do MDL.

⁸ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>



É improvável que ocorra um aumento no fator de potência acima do valor descrito na tabela 1 (0,59) devido a este estar em concordância com as séries de vazões históricas, incluindo períodos críticos segundo termos hidrológicos.

Para que a TIR da atividade de projeto ultrapassasse o benchmark, a energia firme da UHE Ferreira Gomes deveria ser de 230,93 MW (53,75% maior que o estabelecido pela ANEEL, considerando todos os estudos acima mencionados), com seu fator de potência assumindo o valor de 0,91. Assim, não há possibilidade que isto ocorra.

Preço da Energia (R\$/MWh)

Os valores utilizados para determinar o volume de energia a ser comercializada pela atividade de projeto no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e no Mercado Livre tem origem no edital do leilão ANEEL que outorgou o direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico (AHE) Ferreira Gomes (Leilão 03/2010). Neste edital foi estipulado que 70% da energia oferecida pelo empreendimento deve ser comercializada no Ambiente de Contratação Regulada, enquanto os outros 30% podem ser comercializados no mercado livre. No relatório de resultados do leilão emitido pela ANEEL em 09/2010, pode-se verificar que o valor de venda da energia no ACR oferecido pela empresa Alupar Investimentos S.A, proprietária da SPE Ferreira Gomes Energia S.A, é de R\$69,78/MWh. Este valor representa portanto o preço de 70% da energia a ser comercializada pela Ferreira Gomes Energia S.A. Os outros 30% serão comercializados no mercado livre, por meio de contratos bilaterais, a R\$132,00/MWh. Tal valor tem origem em projeções encomendadas pela proponente do projeto à empresa de consultoria especializada no mercado de energia brasileiro, PSR⁹, e reflete o que será praticado no momento em que a atividade de projeto iniciar sua geração (dezembro de 2014).

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No Ambiente de Contratação Regulada, as empresas de distribuição compram energia para consumidores cativos por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL, e operacionalizados pela CCEE.

O preço da energia é definido por estes leilões (como acima explicado), e fixado para a vida útil operacional da usina. Ajustes nestes valores somente são realizados para absorver os efeitos da inflação, sendo corrigidos pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA¹⁰.

Portanto, não é possível que ocorram variações no preço da energia comercializada no ACR.

Mercado Livre de Energia

No Ambiente de Contratação Livre a energia elétrica é comercializada entre concessionárias de geração, Produtores Independentes de Energia, auto-produtores, agentes de comercialização, importadores de energia e consumidores livres.

⁹ <http://www.psr-inc.com.br/portal/psr/>

¹⁰ http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/032010-ANEXO%20%20-%20Minuta_CCEAR_Leilao_A-5_2010_Hidro_posAP.pdf



A variação deste parâmetro encontrou um ponto de equilíbrio de 94,10% superior ao preço da energia utilizado pelo projeto (R\$132,00/MWh). Desta forma, a energia deveria ser comercializada no mercado livre a R\$256,21/MWh para que alcançasse o benchmark do projeto.

Como pode ser verificado na projeção da PSR, não há possibilidade de variação com a amplitude definida pela análise de sensibilidade. Também, um artigo¹¹ publicado em 11 de janeiro de 2011 pela Associação brasileira de Grandes Consumidores Industriais de *Energia e de Consumidores Livres - ABRACE*, fala sobre um edital promovido pela Energia Sustentável do Brasil – ESBR (a qual mantém o direito de exploração da UHE Jirau), para vender parte de sua futura geração, onde nenhuma proposta foi oferecida devido aos altos preços propostos os quais variaram de R\$130,00 a R\$140,00/MWh. Portanto, se o Mercado considera o valor de R\$130,00/MWh muito alto, o valor de R\$256,21/MWh não é possível de ser praticado.

Assim, considerando as informações fornecidas acima, o preço da energia utilizado é considerado adequado e conservador.

Custos Operacionais – O & M

Como o demonstrado na tabelas 5, 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 (6,91%) não atingiria 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 os 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.

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

¹¹ <http://www.abrace.org.br/port/noticias/ler.asp?id=19198>



Esta análise é baseada na versão 01.0 do “*Guia para Prática Comum*”, e tem o propósito de complementar a análise de investimento, discutindo a prática comum existente do setor e região relevantes à atividade de projeto. Os seguintes passos claramente demonstram que a atividade de projeto não representa prática comum.

A lista das plantas hidrelétricas, termoeletricas e eólicas operantes no Brasil é disponibilizada pela ANEEL¹².

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 126 MW (50% abaixo da UHE Ferreira Gomes) e 378 MW (50% acima da capacidade instalada na UHE Ferreira Gomes, que é de 252 MW).

Passo 2: 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 área geográfica aplicável. As usinas identificadas são apresentadas abaixo¹³:

Tabela 6: Usinas operantes que estão dentro da faixa de potência da atividade de projeto.

¹² <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>

¹³ Foram consideradas as Planta de Energia que entraram em operação entre julho de 2004 e novembro de 2010. O método utilizado será descrito no Passo 3.



Ano	Usina	Type
2004		
	Candongá MG	Hidro
	Camaçari - CHESF BA	Térmica
	Santa Cruz RJ	Térmica
2005		
	Ponte de Pedra MT	Hidro
	Aimorés MG	Hidro
2006		
	Capim Branco I MG	Hidro
	Corumbá IV GO	Hidro
	Irapé MG	Hidro
2007		
	Capim Branco II MG	Hidro
	Gov. Leonel Brizola(Termorio) RJ	Térmica
2008		
	Castro Alves RS	Hidro
	Jesus Soares Pereira RN	Térmica
2009		
	São Salvador TO	Hidro
	Salto Pilão SC	Hidro
	Goiânia II GO	Térmica
	Termomanaus PE	Térmica
2010		
	Serra do Facão GO	Hidro
	Camaçari Muricy I BA	Térmica
	Euzébio Rocha SP	Térmica

$N_{all} = 19$

Passo 3: Com as usinas identificadas no Passo 2, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposta.

Dos 19 empreendimentos listados na Tabela 6, temos que 8 são plantas termoelétricas. Logo uma tecnologia diferente de geração.

Para as outras plantas de geração hídrica (11 no total) é necessário verificar que todas as hidrelétricas implantadas que se enquadram na faixa de potência acima definida, passam por um processo de leilão que culmina com a emissão da concessão de exploração para a empresa que se torna responsável por sua implementação (vencedora do leilão). Nesta análise, a data de emissão destas concessões foi tomada como data de referência para definir o momento da tomada da decisão de investimento de cada uma, desde que estas decisões foram obrigatoriamente tomadas na data, ou antes, da emissão de sua concessão de exploração.

Definido que no Brasil a emissão da concessão é a data de referência para a decisão de investimento, o clima de investimento instalado no país durante a decisão de investimento em tais plantas será discutido.



Abaixo é apresentado um resumo do histórico do setor elétrico no Brasil onde é possível se identificar claras diferenças entre os modelos de mercado anteriormente vigentes e o modelo atual. As informações apresentadas têm como fonte a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (criada pela lei Nº 10.848 de 15 de março de 2004 para operar no novo modelo do mercado elétrico), a qual é o órgão responsável por realizar as transações no atacado e comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, tanto para o ambiente de contratação regulada quanto no mercado livre e para o mercado spot. Além disso, a CCEE é responsável pela liquidação financeira das transações no mercado spot¹⁴.

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 10.847¹⁵ (que cria a Empresa de Pesquisa Energética – EPE responsável por planejamento de longo prazo do setor energético nacional), e nº 10.848¹⁶, de 15 de março de 2004 (que estabelece as formas de comercialização de energia nos ambientes livre e regulado, entre outros assuntos), e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004¹⁷ (que regula os procedimentos de comercialização e concessão para a geração de eletricidade).

A tabela 7 mostra um 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 7: 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	Abertura e ênfase na	Convivência entre Empresas Estatais

¹⁴ <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=92f6a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

¹⁵ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410847.pdf>

¹⁶ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410848.pdf>

¹⁷ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>



Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Estatais	privatização das Empresas	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 - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE¹⁸

Como pode ser percebido na tabela 7, o atual modelo do setor energético foi implementado em 2004 tendo como marco legal o Decreto número 5.163 de 30 de julho de 2004. Antes da emissão deste decreto, o ambiente de investimento era diferente do atual, portanto não similar ao vigente quando da decisão de investimento na atividade de projeto proposta.

A análise da prática comum aqui realizada considera diferente da atividade de projeto todas as usinas que começaram a operar entre Julho de 2004 (quando o atual modelo do Mercado de energia tornou-se operacional no Brasil) e Novembro de 2010 (data de início da atividade de projeto), mas que tiveram sua concessão de exploração emitida antes da implementação do novo modelo do mercado de energia.

Das 11 plantas hidrelétricas listadas na tabela 6 é necessário destacar que suas concessões de exploração foram emitidas antes de Julho de 2004¹⁹.

$$N_{\text{diff}} = 19$$

Passo 4: Calcular o fator $F=1-N_{\text{diff}}/N_{\text{all}}$ 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 $N_{\text{all}}-N_{\text{diff}}$ é maior que 3.

¹⁸ Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE mudanças ocorridas no sistema elétrico Brasileiro: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=3df6a5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>

¹⁹ Para maiores detalhes, vide a planilha fornecida “Common Praticce_v.4”.



De acordo com os requisitos da versão 01.0 of “*Guia para Prática Comum*”, o fator F que representa “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” deve ser calculada como segue:

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

$$F = 1 - 19 / 19$$

$$F = 0$$

$$N_{\text{all}} - N_{\text{diff}} = 19 - 19 = 0$$

À luz da explanação fornecida acima e considerando os valores do fator “F” e “ $N_{\text{all}} - N_{\text{diff}}$ ”, 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.

Table 8: Cronograma dos eventos de implementação da UHE Ferreira Gomes.

Data	Evento	Evidência
09/04/2010	Emissão da Licença Prévia.	LP 0040/2010
06/07/2010	Consideração Prévia do MDL	http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index_html?s=20
30/07/2010	Leilão ANEEL 03/2010	Processo nº. 48500.000883/2010-23
28/9/2010	Emissão da Licença de Instalação do canteiro de obras e áreas de empréstimo	LI 0267/2010
09/11/2010	Assinatura do contrato de concessão de implementação da usina – início do projeto.	48500.005179/2010-67
15/12/2010	Emissão da licença de instalação da enscadeira	LI 0278/2010
05/05/2011	Assinatura do contrato de fornecimento de equipamentos	Contrato com a Voith Hydro da Amazônia
10/06/2011	Emissão da Licença de Instalação da usina	LI 056/2011
30/12/2014	Previsão para o início da operação comercial da unidade gerador nº 1	Contrato de Concessão MME Nº 02/2010
28/02/2015	Previsão para o início da operação comercial da unidade gerador nº 2.	Contrato de Concessão MME Nº 02/2010
30/04/2015	Previsão para o início da operação comercial da unidade gerador nº 3.	Contrato de Concessão MME Nº 02/2010

B.6. Reduções de Emissões:

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



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).

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

Onde:

ER_y Redução de emissão no ano y (tCO₂e/ano);

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

$PE_{HP,y}$ Emissões do projeto com origem em reservatórios de hidrelétricas no ano y (tCO₂e/ano)

Emissões do projeto ($PE_{HP,y}$)

Segundo a versão 12.2.0 da metodologia ACM0002, para atividades de projeto de energia hidrelétrica que resultam em um novo reservatório, 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 em tCO₂e/ano;

EF_{Res} Fator de emissão padrão para emissões do reservatório;

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 em 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 (W/m²).

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 do reservatório simples ou múltiplo mensurada em sua superfície, depois da implementação da atividade de projeto, quando o mesmo está cheio (m²).

A_{BJ} Área do reservatório simples ou múltiplo mensurada em sua superfície, antes da implementação da atividade de projeto, quando o mesmo está cheio (m²). Para novas centrais hidrelétricas este



valor é zero.

$$\text{Para a usina da atividade de projeto, } PD = \frac{252.000.000 - 0}{17.720.000 - 0} = 14,22 \text{ W/m}^2$$

A densidade de potência do reservatório da UHE Ferreira Gomes é maior que 10 W/m², portanto, suas emissões de gases do efeito estufa são consideradas nulas.

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:

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

Onde:

- BE_y São as emissões de linha de base medidas em 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 em MWh.
 $EF_{grid,CM,y}$ 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 $EG_{PJ,y}$

A atividade de projeto é a instalação de uma nova planta de geração renovável conectada a rede em local de 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, então:

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

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

$$EG_{PJ,y} = EG_{Ferreira\ Gomes}$$

$$EG_{PJ,y} = 1.315.752 \text{ MWh/ano}$$

B.6.2. Dados e Parâmetros disponíveis para validação:
--



Dado / Parâmetro:	Cap_{BL}
Unidade:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica anterior à implementação da atividade de projeto. Para novas usinas, esse valor é zero.
Fonte de dado utilizada:	Local do projeto.
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos atualmente aplicados:	Determinação da capacidade instalada baseada em padrões reconhecidos.
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	A_{BL}
Unidade:	m^2
Descrição:	Área do reservatório simples ou múltiplo 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
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos atualmente aplicados:	Medido a partir de levantamentos topográficos e imagens de satélites.
Comentários:	-

Parâmetro fixo:

Dado / Parâmetro:	EF_{res}
Unidade do dado:	$kgCO_2e/MWh$
Descrição:	Fator de emissão padrão para emissão de reservatórios.
Fonte do dado utilizado:	Decisão da Reunião 23 do Comitê Executivo, anexo 5.
Valor do dado:	90
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	Valor padrão.
Frequência de Monitoramento:	Anual.



Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	-
Comentários:	Aplicável para calcular as emissões da atividade de projeto relativas às usinas cuja densidade de potência seja maior que 4 W/m ² e menor ou igual que 10 W/m ² . Portanto, este não é aplicável a UHE Ferreira Gomes enquanto sua densidade de potência for mantida em 14.2 W/m ² e somente começará e ser monitorada se esta tornar-se menor que 10 W/m ² .

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 único²⁰.

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

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

PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante.

Considerando o estabelecido pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, versão 02.2.1, 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 *off-grid* no 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 *off-grid* 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 do $EF_{EL,DD,h}$ é realizado pela AND brasileira e disponibilizado publicamente.

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:

²⁰ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24562.pdf



$EF_{grid,OM-DD,y}$ = 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).

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

Para efeito de uma boa estimativa *ex-ante* do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM-DD,y}$), foi utilizada a média aritmética dos fatores de emissões mensais referentes ao ano de 2010 publicados pela AND para o período de um ano (mais recentes dados disponíveis para um ano completo)²¹.

Tabela 9: Fator de emissão da margem de operação (OM) para o ano de 2010.

Média do fator de Emissão da Margem de Operação (tCO ₂ /MWh)											
MÊS											
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0,2111	0,2798	0,2428	0,2379	0,3405	0,4809	0,4347	0,6848	0,7306	0,7320	0,7341	0,6348

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

$$EF_{grid,OM-DD,y} = 0,4787$$

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 *website* para consulta.

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

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

Para o fator de emissão da margem de construção $EF_{grid,BM,y}$ será adotado o valor disponibilizado pela AND para o ano de 2010 (últimos dados disponíveis)²².

Tabela 10: Fator de emissão da margem de construção para o ano de 2010.

Fator de emissão médio (tCO ₂ /MWh) – ANUAL
0,1404

²¹ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>

²² <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>



Assim, a margem de construção é:

$$EF_{grid, BM, y} = 0,1404$$

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

Para o cálculo do fator de emissão da margem combinada (combinação das margens de operação e construção) é utilizada uma média ponderada, 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, o que resulta em:

$$EF_{grid, CM, y} = 0,4787 * 0,5 + 0,1404 * 0,5 = 0,3095 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

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.

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

$$BE_y = 0,3095 * 1,315,752 = 407,225 \text{ tCO}_2\text{/ano}$$

Voltando às reduções de emissões da atividade de projeto (ER), temos que as reduções de CO2 estimadas são:

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

Onde:

ER_y = Redução de emissão no ano y (tCO₂e/ano);

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

$PE_{HP, y}$ = Emissões do projeto com origem em reservatórios de hidrelétricas no ano y (tCO₂e/ano)

Considerando que o valor das emissões do reservatório relativas a UHE Ferreira Gomes é zero, as reduções de emissões da atividade de projeto são calculadas como:

$$ER = 407.225 - 0 = 407.225 \text{ (tCO}_2\text{e/ano)}$$

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

Tabela 11: Sumário da estimativa *ex-ante* de reduções de emissões

Ano	EGy (MWh)	PEy (tCO ₂)	BE (tCO ₂)	RCEs
2015	1.213.917	0	375.706	375.706
2016	1.315.752	0	407.225	407.225



2017	1.315.752	0	407.225	407.225
2018	1.315.752	0	407.225	407.225
2019	1.315.752	0	407.225	407.225
2020	1.315.752	0	407.225	407.225
2021	1.206.106	0	407.225	407.225
Total	9.108.429	0	2.819.056	2.819.056
Média Anual	1.292.997	0	402.722	402.722

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

B.7.1 Dados e Parâmetros monitorados:
--

Dado / Parâmetro:	$EG_{Ferreira\ Gomes,y}$
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Eletricidade líquida fornecida pela atividade de projeto para a rede, ano y, registrada por cinco medidores.
Fonte do dado utilizado:	Proponentes do Projeto - Medidores de Energia
Valor do dado utilizado para o propósito estimar as reduções de emissões na seção B.5	1.315.752
Procedimentos de medida:	A eletricidade injetada na rede será registrada por medidores unidirecionais (dois principais e dois de retaguarda). Os medidores precisam atender padrões nacionais estabelecidos pelo módulo 12.2 da ONS (disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx), e regulamentações industriais que garantam sua acurácia (classe 0.2). Para segurança, os medidores serão lacrados após a calibração.
Frequência de Monitoramento:	Medição contínua e gravação mensal.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Estes dados serão utilizados para calcular as reduções de emissões. Os dados serão arquivados mensalmente (eletronicamente) mantidos arquivados durante o período de creditação mais dois anos após seu término. Os dados dos medidores serão contra conferidos com o banco de dados da CCEE para verificação de sua coerência.
Comentários:	$EG_{facilities,y} = EG_{PJ,y}$

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de Emissão da Margem Combinada para atividade de geração conectada à uma rede, no ano y, calculada utilizando a última versão da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Fonte do dado utilizado:	Baseado em dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada).



Valor do dado utilizado para o propósito estimar as reduções de emissões na seção B.5	0,3095
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	A margem combinada é calculada através de uma 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.
Frequência de Monitoramento:	Anual.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Medição contínua e atualização anual para o cálculo <i>ex-post</i> das reduções de emissões.
Comentários:	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados referentes ao ano de 2010 (dados mais recentes disponíveis). Fonte: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,OM-DD,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de Emissão de CO ₂ da margem de operação da rede, no ano <i>y</i> .
Fonte do dado utilizado:	Baseado em dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada).
Valor do dado utilizado para o propósito estimar as reduções de emissões na seção B.5	0,4787
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	De acordo com os procedimentos estabelecidos pela versão mais recente da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Frequência de Monitoramento:	Mensal
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Monitoramento Mensal e atualização anual para recalcular as reduções de emissões <i>ex-post</i> do projeto.
Comentários:	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados referentes ao ano de 2010 (dados mais recentes disponíveis). Fonte: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de Emissão de CO ₂ da margem de construção da rede, no ano <i>y</i> .
Fonte do dado utilizado:	Dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada) para o ano <i>y</i> .
Valor do dado utilizado para o	0,1404



propósito estimar as reduções de emissões na seção B.5	
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	De acordo com os procedimentos estabelecidos pela versão mais recente da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Frequência de Monitoramento:	Anual.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Medição contínua e atualização anual para o cálculo <i>ex-post</i> das reduções de emissões.
Comentários:	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados referentes ao ano de 2010, dados mais recentes disponíveis. Fonte: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html

Dado / Parâmetro:	<i>Cap_{PJ} Ferreira Gomes</i>
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto.
Fonte do dado utilizado:	Despacho ANEEL 1.501 emitido em 27 de maio de 2010.
Valor do dado:	252.000.000
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	Especificações técnicas nos equipamentos instalados.
Frequência de Monitoramento:	Anual.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Determinado baseado em padrões reconhecidos. Este dado será aplicado no cálculo da Densidade de Potência.
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	<i>A_{PJ} – Ferreira Gomes</i>
Unidade do dado:	m ²
Descrição:	Área do reservatório simples ou múltiplo medido na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando cheio ou na máxima cota.
Fonte do dado utilizado:	Despacho ANEEL 1.501 emitido em 27 de maio de 2010.
Valor do dado:	17.720.000
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	Medido a partir de levantamentos topográficos e imagens de satélites.
Frequência de Monitoramento:	Anual
Procedimentos QA/QC	As medidas preventivas contra erosão e o programa de recuperação das áreas de



a serem aplicados:	preservação permanente (APPs) permitirão o monitorar a estabilidade das encostas e margens do reservatório, gerando informações extras sobre a área do reservatório.
Comentários:	Este dado é aplicado para o cálculo da Densidade de Potência

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

O plano de monitoramento para a atividade de projeto é baseado na metodologia ACM0002 – Metodologia Consolidada de Linha de base para geração de leticidade por fontes renováveis”, versão 12.2.0 da e consiste no monitoramento da geração de eletricidade da atividade de projeto, da área da superfície do reservatório em seu nível mais alto, da potência instalada após a implementação do projeto e dos fatores de emissão de CO₂ da rede Brasileira.

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

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, ou seja, essas entidades monitoram e aprovam 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 determinado pelo sub-módulo 12.1 do Procedimento de Rede²³, o SMF é um sistema composto pelos medidores principal e de retaguarda, pelos transformadores para instrumentos, pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento”.

“Os dados armazenados nos medidores são coletados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE da CCEE, remota e automaticamente, por meio de acesso direto aos medidores do agente, ou por intermédio da Unidade de Coleta de Medição – UCM do agente”. Após serem coletados pelo SCDE da CCEE, os dados de geração são repassados a ONS de acordo com o estabelecido pelo sub-módulo 12.4 da dos Procedimentos de Rede do ONS²⁴.

O sistema de medição registra a energia gerada. Nesta atividade de projeto existem cinco medidores para registrar os dados de geração, todos eles monitorados pela CCEE e pelo NOS (Figura 3). Três medidores serão responsáveis por medir a geração bruta (um medidor para cada unidade geradora), outros dois (um

²³ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.1_Rev_1.0.pdf

²⁴ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.4_Rev_1.1.pdf

principal e um de retaguarda) medirão a geração líquida. Os três medidores para a geração bruta serão instalados em painéis localizados na casa de força da usina. Os medidores para a medição da geração líquida gerada serão instalados no ponto de conexão da atividade de projeto com a rede, situado na Subestação Macapá (230 kV), a 85 Km da usina (esta conexão pertence ao escopo da atividade de projeto). Estes dois medidores permitirão aos PPS, a CCEE e ao ONS verificar a energia gerada e efetivamente inserida na rede pela atividade de projeto, considerando as perdas de transmissão. Portanto, os dois medidores instalados na sub-estação Macapá serão utilizados para calcular as reduções de emissões da atividade de projeto. Para este sistema de medição e armazenamento de dados é garantida a inviolabilidade. Após a calibração dos medidores, estes são lacrados para segurança. A figura 4 ilustra a localização da sub-estação Macapá a qual será conectada ao linha de transmissão Tucuruí – Manaus (500kV) através dos 339 Km de linha (230kV) que passam pelas sub estações Laranjal e Jurupari (esta conexão não pertence ao escopo da atividade de projeto e está sendo implementada por outras companhias com previsão de conclusão em 2013).

Além das medições de eletricidade a serem realizadas pelos proponentes de projeto, toda energia despachada pela atividade de projeto será monitorada em tempo real pela CCEE. O sistema de medição contém um sistema de comunicação direta para enviar os dados de despacho de energia para a CCEE.

Esta entidade é responsável pela leitura mensal e manutenção dos dados gravados de energia despachada. Se qualquer problema acontece no armazenamento do medidor local, a leitura correspondente à quantidade de energia daquele período não será perdida, pois a CCEE terá os registros dos medidores promovidos on-line.

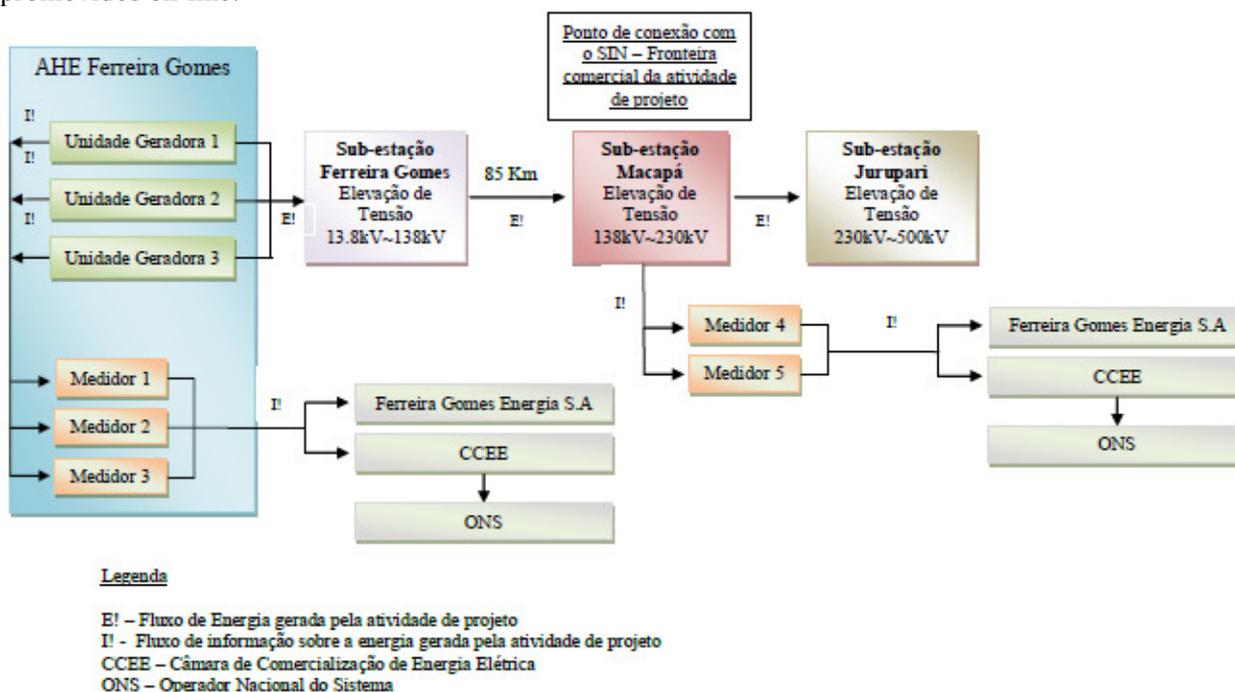


Figura 3: Fluxos de energia e informação (sobre geração) da atividade de projeto.

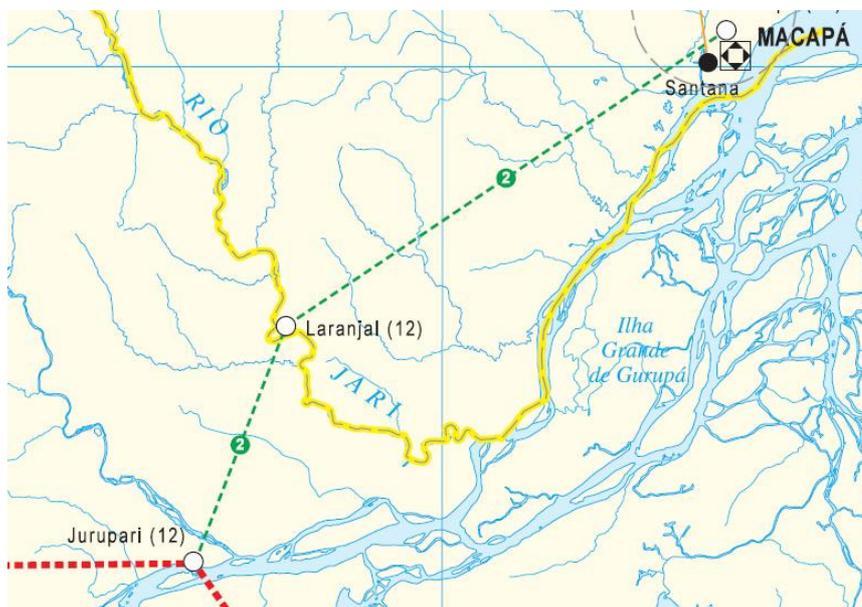


Figura 4: Linha de transmissão Macapá – Jurupari a qual conecta sub-estação Macapá ao linhão Tucuruí – Manaus (linha vermelha).

Monitoramento de Dados:

As leituras dos medidores são utilizadas para calcular as reduções de emissões da atividade de projeto. Os procedimentos de monitoramento são os seguintes:

- (1) Os dados serão medidos em base horária e gravados mensalmente;
- (2) Planilhas contendo a eletricidade despachada à rede serão geradas; dados de medição da CCEE (do banco de dados da CCEE – SINERCOM²⁵), serão utilizados para contra-chechar os dados monitorados;
- (3) O proponente de projeto fornecerá à EOD os registros de geração e consumo das usinas, e as planilhas de geração do SINERCOM (geradas em área de acesso restrito de seu *website*), de forma que possa ser verificada a autenticidade das informações declaradas.
- (4) Os cálculos de redução de emissões (e emissões do projeto se posteriormente precisarem ser consideradas) deverão ser gerenciadas por uma empresa habilitada a ser contratada para este propósito.

Controle de Qualidade:

- (1) Calibração dos medidores:

²⁵ SCL (Sistema de Contabilização e Liquidação), também denominado SINERCOM, é o sistema que efetua todos os cálculos previstos nas Regras de Comercialização, permitindo à CCEE contabilizar mensalmente as diferenças entre os montantes de energia produzidos ou consumidos e os montantes contratados. Maiores informações em:

<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=d12ba5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>



A calibração dos medidores será conduzida por organizações que deverão estar de acordo com os padrões nacionais e regulamentos industriais para assegurar a acurácia do sistema. Após a calibração, os medidores deverão ser lacrados para segurança depois da calibração 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 (classe 2) determinada nos “Procedimentos de Rede” do Operador Nacional do Sistema (ONS), Módulo 12, sub-módulo 12.2²⁶.

(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 14.3 do Procedimento de Comercialização PdC ME.01²⁷.

Gerenciamento dos Dados:

Todas as questões relacionadas à construção da UHE Ferreira Gomes serão tratadas pelos gerentes / diretores responsáveis da Ferreira Gomes Energia S.A.

Os dados monitorados serão armazenados durante a duração da atividade de projeto. Neste caso, isto significa 7 anos (duração de um período de creditação) mais 2 anos após seu término, em concordância com a metodologia utilizada. Como o projeto será renovado por outros dois períodos, os dados serão armazenados por 21 anos mais dois anos, totalizando 23 anos de monitoramento.

Todos os dados reunidos serão eletronicamente registrados e armazenados pelo período acima descrito.

As reduções de emissões a serem geradas serão calculadas regularmente pelo proponente do projeto e mantidas para a fase de verificação.

Procedimentos de Treinamento:

Todo treinamento necessário para a equipe de manutenção dos equipamentos das usinas será administrado pelos fabricantes/fornecedores dos mesmos. O treinamento para as atividades de operação da usina será ministrado por profissionais com experiência sênior a serem contratados.

Os procedimentos de emergência relacionados à operação da atividade de projeto (neste caso, saúde e segurança dos trabalhadores, segurança no que diz respeito à barragem, exercícios laborais, etc, que estejam de acordo com a legislação brasileira aplicável), serão incluídos nos procedimentos de treinamento que uma terceira parte contratada fornecerá.

Ademais, procedimentos de operação, manutenção e calibração seguirão os padrões, especificações e regulamentações do Operador Nacional do Sistema (ONS).

2) Eletricidade total gerada pela atividade de projeto – TEG:

²⁶ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf

²⁷ <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=67778d3ef9a3c010VgnVCM1000005e01010aRCRD>



Eletricidade total gerada pela atividade de projeto, considerando a eletricidade fornecida para a rede e aquela fornecida para as instalações internas da usina, no ano y . Aplicável para atividades de projeto hidrelétricos com densidade de potência (PD) maior que 4 W/m^2 e menor ou igual a 10 W/m^2 . Portanto, este não é aplicável para a UHE Ferreira Gomes enquanto sua DP for $14,2 \text{ W/m}^2$ e somente começará a ser monitorada se PD tornar-se menor que 10 W/m^2 .

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

Os fatores de emissão de CO_2 envolvidos na estimativa *ex-ante* das reduções de GEE desta atividade de projeto ($EF_{grid,CM,y}$, $EF_{grid,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$), conforme mencionamos anteriormente, são os valores correspondentes ao ano de 2009 (disponibilizados pela AND brasileira). Estes podem ser conferidos em seu *website* (www.mct.gov.br/clima). Desta maneira, o monitoramento desses dados será *ex-post*, através do acesso periódico aos dados fornecidos pela AND.

4) Capacidade Instalada – Cap_{PJ} :

A capacidade instalada da usina é um padrão reconhecido que assegura a característica técnicas do projeto. Após a implementação da atividade de projeto será monitorada anualmente através de uma das seguintes opções:

- Especificações técnicas dos equipamentos instalados;
- Fichas técnicas.

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. Será utilizada a capacidade instalada a qual é um padrão reconhecido para assegurar as características técnicas do projeto.

É importante também destacar que segundo a Resolução da ANEEL de número 420²⁸, emitida em 30 de novembro de 2010, qualquer alteração na capacidade instalada ou na energia assegurada deve ser comunicada a ANEEL para regularização.

5) Área do Reservatório - A_{PJ} :

Após a implementação da atividade de projeto, área do reservatório será medida anualmente na superfície da água, com o reservatório cheio. Para este propósito serão utilizados levantamentos topográficos ou imagens de satélite.

Autoridade e Responsabilidade:

A Ferreira Gomes Energia S.A é a responsável pela manutenção e calibração dos equipamentos de monitoramento, atendimento às exigências operacionais e ações corretivas relacionadas a funcionalidade da UHE Ferreira Gomes. Além disso, a companhia tem autoridade e responsabilidade para o registro,

²⁸ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010420.pdf>

monitoramento e medições, assim como para gerenciar todos os assuntos relacionados a atividades de projeto, também para organizar e treinar a equipe que executara tais procedimentos. Abaixo é fornecido um organograma que ilustra a estrutura básica operacional da usina.

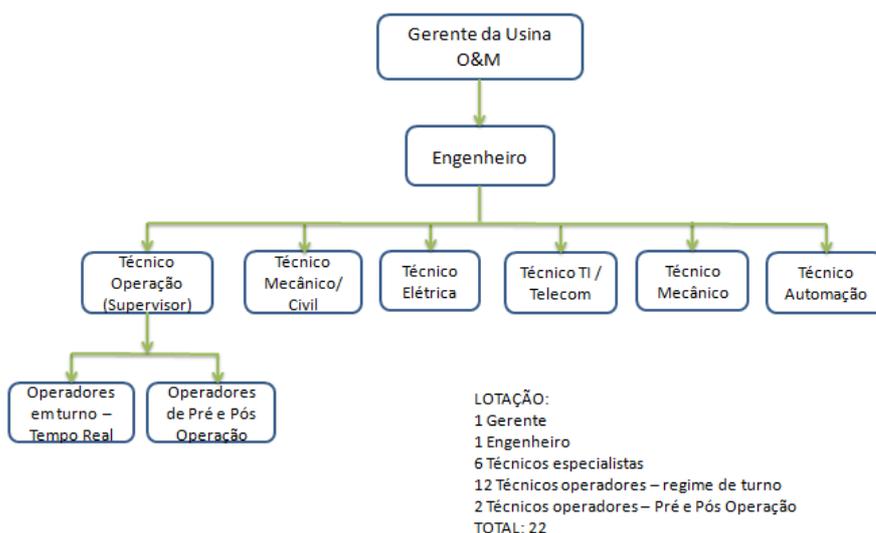


Figura 5: Organograma operacional da UHE Ferreira Gomes.

Os cálculos de reduções de emissões e seu relato para o MDL serão realizados pelo engenheiro responsável para uma empresa habilitada a ser contratada para tais propósitos.

B.8. Data de conclusão da aplicação da linha de base e metodologia de monitoramento e o nome da pessoa/entidade responsável:

Data de finalização do texto desta seção de linha de base: 15/09/2011.

A entidade responsável por este desenvolvimento é:

Entidade:	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia EIRELI
Endereço:	Rua Maestro Manoel Antiqueira, 90.
Cidade:	Jundiaí
Estado:	São Paulo
CEP:	13.216-310
País:	Brasil
Telefone:	(55) 11 4522 - 7180
Fax:	(55) 11 4522 – 7180
E-mail:	carbotrader@carbotrader.com
URL:	www.carbotrader.com
Representante Legal	Sr.
Primeiro Nome:	Arthur



Último Nome:	Moraes
Cargo:	Diretor Executivo

Carbotrader não é Participante do Projeto .

SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto/Período de obtenção de créditos:**C.1. Duração da atividade de projeto:****C.1.1. Data de início da atividade de projeto:**

09/11/2010 – Data da assinatura do contrato de concessão e exploração do aproveitamento elétrico Ferreira Gomes, no Rio Araguari.

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

31 anos – 0 meses..

C.2. Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:**C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos:****C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

Previsto para 01/01/2015, com o começo da operação comercial da primeira unidade geradora da usina (em 30/12/2014) ou com o registro da atividade de projeto no MDL, o que ocorrer por último.

C.2.1.2. Comprimento do período de creditação:

7 anos – 0 meses (renováveis por mais dois períodos).

C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:**C.2.2.1. Data de início**

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

**SEÇÃO D. Impactos ambientais:****D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo os impactos transfronteiriços:**

As seguintes resoluções e leis de âmbito federal e estadual regulam as atividades de projeto de geração de energia hidrelétrica a serem implantadas no Estado do Amapá:

- Lei Federal Nº 6938 emitida em 31 de agosto de 1981 - "Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências";
- Resolução CONAMA Nº 01 emitida em 23 de janeiro de 1986 – “Estabelece definições, responsabilidades, critérios básicos e orientações gerais para a implementação da avaliação de impacto ambiental como uma das ferramentas da Política Nacional de Meio Ambiente”.
- Resolução CONAMA Nº 006 de 16 de setembro de 1987 - "Dispõe sobre o licenciamento ambiental de obras do setor de geração de energia elétrica";
- Lei Complementar Nº. 0005 emitida em 18 de agosto de 1994 – “Institui o código de proteção ambiental do estado do Amapá”;
- Resolução CONAMA Nº 237 emitida em 22 de dezembro de 1997 - "Regulamenta os aspectos de licenciamento ambiental estabelecidos na Política Nacional do Meio Ambiente";
- Resolução COEMA Nº. 0001, emitida em 10 de junho de 1999 – “Estabelece as orientações para caracterizar empreendimentos com potencial de degradação ambiental”;
- Lei federal Nº 9.980 de 2000 – Cria o Sistema Nacional de Unidades de Conservação – SNUC;
- Decreto Nº 6.848 de 14 de maio de 2009 – “Altera e adiciona dispositivos ao decreto 4.340 de 2000 que dispõe sobre compensação ambiental”.

A atividade de projeto está em concordância com todas as leis e regulamentos pertinentes, assim, as licenças cabíveis foram emitidas pelas agências reguladoras. Com base na legislação e em outras normas relacionadas, os órgãos de proteção ambiental do estado da Amapá, emitiu as seguintes licenças ambientais para a usina da atividade de projeto:

- LP 0040/2010 – Licença prévia emitida em 09 de abril de 2010;
- LI 0267/2010 – Licença de instalação do canteiro de obras e áreas de empréstimo emitida em 28 de setembro de 2010;
- LI 0278/2010 – Licença de instalação para ensecadeira, emitida em 15 de dezembro de 2010;
- LI 056/2011 – Licença de instalação emitida em 10 de junho de 2010.



D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significantes pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, por favor providencie conclusões e todas as referências de documentos de suporte de que um acompanhamento dos impactos ambientais ocorrem de acordo com os procedimentos requeridos pela Parte Anfitriã:

Estudos relacionados aos impactos socioambientais foram promovidos como parte do processo de emissão das licenças ambientais. Seus resultados estão contidos no Relatório de Impacto Ambiental – RIMA da usina. Este estudo recomenda o desenvolvimento de um grupo de atividades e programas os quais tem como principal objetivo minimizar os efeitos negativos e monitorar as influências da instalação da usina nos recursos hídricos locais.

A elaboração do EIA/RIMA é realizada anteriormente a emissão da licença prévia – LP, e somente se o empreendimento estiver em consonância com todos os requisitos legais e ambientais, o processo de licenciamento tem continuidade com os demais procedimentos para aquisição das outras licenças (licença de instalação – LI e licença de operação – LO).

Como a usina da atividade de projeto já tem a licença de instalação - LI, é entendido que, por enquanto, todas as condicionantes necessárias foram atendidas e todos os impactos negativos causados pela atividade de projeto foram satisfatoriamente levantados e tratados de forma a serem minimizados.

O estudo de impacto ambiental da UHE Ferreira Gomes apresentou os impactos socioambientais do empreendimento, nos quais foram identificados 58 impactos como se segue: 18 no meio físico (15 negativos e 3 positivos), 18 no meio biótico (17 negativos e 1 positivo) e 22 no meio socioeconômico (14 negativos e 5 positivos).

Com base nas recomendações do RIMA e nas condicionantes impostas pela licença prévia, o plano básico ambiental – PBA foi formulado. Este é composto por 26 medidas de mitigação, 5 medidas de potencialização e 4 medidas compensatórias. O PBA descreve 35 programas que permitirão aos participantes do projeto prevenir, mitigar, compensar e monitorar os impactos causados pela construção do empreendimento. A descrição de todos os programas e seus cronogramas de implementação estão no PBA, o qual está disponível para avaliação pela equipe de validação do MDL. A implementação de cada um destes é condicionante para a emissão e renovação das licenças de instalação e operação, portanto relatórios trimestrais de resultados das medidas e programas adotados precisam ser fornecidos às agências reguladoras de maneira que se possa avaliar o cumprimento das condicionantes.

Os programas são:

- P1 - PROGRAMA DE CONTROLE AMBIENTAL DAS OBRAS E CONSTRUÇÕES;
- P2 - PROGRAMA DE RECUPERAÇÃO DE ÁREAS DEGRADADAS – PRAD;
- P3 - PROGRAMA DE AÇÕES AMBIENTAIS PARA A LIMPEZA DO RESERVATÓRIO;
- P4 - PLANO DE RESGATE DA FAUNA;
- P5 - PLANO DE RESGATE DA ICTIOFAUNA;
- P6 - PLANO DE RESGATE DE INVERTEBRADOS AQUÁTICOS;
- P7 - PROGRAMA DE MONITORAMENTO DA QUALIDADE DA ÁGUA;
- P8 - PROGRAMA DE MONITORAMENTO HIDROSEDIMENTOLÓGICO;
- P9 - PROGRAMA DE MONITORAMENTO METEOROLÓGICO;
- P10 - PROGRAMA DE MONITORAMENTO SISMOLÓGICO;
- P11 - PROGRAMA DE MONITORAMENTO DA FAUNA;



- P12 - PROGRAMA DE MONITORAMENTO E CONSERVAÇÃO DA ICTIOFAUNA;
- P13 - PROGRAMA DE MONITORAMENTO DE INVERTEBRADOS AQUÁTICOS;
- P14 - PROGRAMA DE MONITORAMENTO DE INVERTEBRADOS TERRESTRES;
- P15 - PROGRAMA DE MONITORAMENTO DE VETORES E PLANO DE AÇÃO DE CONTROLE DA MALÁRIA;
- P16 - PROGRAMA DE MONITORAMENTO DA VEGETAÇÃO TERRESTRE;
- P17 - PROGRAMA DE MONITORAMENTO DE MACRÓFITAS AQUÁTICAS;
- P18 - PROGRAMA DE MONITORAMENTO INTEGRADO DA FAUNA E FLORA TERRESTRES;
- P19 - PROGRAMA AMBIENTAL DE CONSERVAÇÃO E USO DO ENTORNO DO RESERVATÓRIO ARTIFICIAL – PACUERA;
- P20 - PROGRAMA DE INDENIZAÇÃO DE TERRAS E BENFEITORIAS;
- P21 - PROGRAMA DE PROSPECÇÃO E RESGATE DO PATRIMÔNIO ARQUEOLÓGICO;
- P22 - PROGRAMA DE QUALIFICAÇÃO DE MÃO-DE-OBRA E ESTÁGIO PARA JOVENS;
- P23 - PROGRAMA DE APOIO AO TURISMO SUSTENTÁVEL EM FERREIRA GOMES;
- P24 - FORTALECIMENTO DE FORNECEDORES LOCAIS;
- P25 - PROGRAMA DE APOIO AOS AGRICULTORES FAMILIARES E COMUNIDADES RIBEIRINHAS;
- P26 - APOIO A PROJETOS ESPORTIVOS E CULTURAIS;
- P27 - PROGRAMA DE CARACTERIZAÇÃO E FOMENTO DA ATIVIDADE PESQUEIRA;
- P28 - PROGRAMA DE GESTÃO SOCIOAMBIENTAL INTEGRADA;
- P29 - PROGRAMA DE APOIO À DESCENTRALIZAÇÃO DA GESTÃO AMBIENTAL NOS MUNICÍPIOS DE FERREIRA GOMES E PORTO GRANDE;
- P30 - PROGRAMA DE SUPORTE À IMPLANTAÇÃO DO COMITÊ DA BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO ARAGUARI E DO SISTEMA DE OUTORGA DOS RECURSOS HÍDRICOS DO ESTADO DO AMAPÁ;
- P31 - PROGRAMA DE INCENTIVO À PESQUISA;
- P32 - PROGRAMA DE APOIO À AVALIAÇÃO ESTRATÉGICA DA BACIA DO RIO ARAGUARI;
- P33 - PROGRAMA DE APOIO À ELABORAÇÃO DE PLANOS DIRETORES DE FERREIRA GOMES E PORTO GRANDE;
- P34 – PROGRAMA DE TRANSFERÊNCIA DE TECNOLOGIA EM SANEAMENTO EM FERREIRA GOMES E PORTO GRANDE;
- P35 - PROGRAMA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL.

Todas as medidas de controle ambiental e mitigação dos impactos destacadas são condicionantes para a renovação da licença de instalação e emissão e manutenção da licença de operação. Os impactos levantados durante a fase de estudos precisam ser monitorados e reportados periodicamente às autoridades ambientais licenciadoras do estado onde o empreendimento está instalado, as quais são responsáveis pela regulação das atividades que envolvem a exploração de recursos naturais. As imposições destes órgãos reguladores estão documentadas nas licenças emitidas e seu cumprimento é reavaliado antes da renovação das mesmas (para licenças de instalação e operação).

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas:

E.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos 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 de cada município envolvido;
- Órgãos ambientais estadual e municipal(is) envolvidos;
- Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento
- Associações comunitárias;
- Ministério Público do estado envolvido;
- 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:

- Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – FBOMS;
- Instituto de Meio Ambiente e Ordenamento Territorial – IMAP;
- Secretaria Estadual de Meio Ambiente do Estado do Amapá;
- Ministério Público do Estado do Amapá;
- Procuradoria da República no Estado do Amapá;
- Prefeitura Municipal de Ferreira Gomes;
- Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Ferreira Gomes;
- Câmara de Vereadores de Ferreira Gomes;
- Promotoria de Justiça de Ferreira Gomes;
- Prefeitura Municipal de Porto Grande;
- Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Porto Grande;
- Câmara de Vereadores de Porto Grande;
- Promotoria de Justiça de Porto Grande;
- Colônia dos Pescadores Z-7;
- Associação Quilombola do Igarapé do palha - AQUIPA.

As partes interessadas acima foram convidadas em 22 de agosto de 2011 a apresentar seus comentários sobre a atividade de projeto durante um período de 15 dias após o recebimento da carta-convite em consonância com o estabelecido pelo país anfitrião da atividade de projeto.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Somente a Secretaria de Meio Ambiente do município de Ferreira Gomes respondeu a consulta. Em ofício datado de 22 de setembro de 2011, o Sr. Wanderley Mira Rabelo, secretário municipal de meio ambiente de Ferreira Gomes manifestou seu suporte a atividade de projeto e solicitou dos participantes de projeto que sejam disponibilizados recursos para a criação de uma unidade de conservação no mesmo município.



E.3. Relatório sobre como a devida consideração foi dada aos comentários recebidos:

Em 17 de novembro, representantes da Ferreira Gomes Energia S.A responderam o ofício da SEMMA aceitando a solicitação, sugerindo que seja agendada uma reunião para tratar do assunto. Os participantes do projeto também disseram que a implementação de uma reserva no município de Ferreira Gomes já estava prevista no Plano Básico Ambiental – PBA do empreendimento.

**Anexo 1****DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO**

Organização:	Ferreira Gomes Energia S.A
Endereço:	Av. Doutor Cardoso de Melo, nº 1855 Bloco 1 - 9º andar, sala G
Cidade:	São Paulo
Estado:	São Paulo
CEP:	04.584 - 005
País:	Brasil
Telefone:	+55 11 2184-9615 ramal 9798
FAX:	+55 11 2184-9615
E-Mail:	ahenriques@fgenergia.com.br
Representado por:	Alexandre Camargo Henriques
Título:	Diretor administrativo e financeiro
Saudação:	Sr.
Último nome:	Henriques
Nome do meio:	Camargo
Primeiro nome:	Alexandre
Departamento:	Departamento Administrativo
Celular:	
FAX:	+55 11 2184-9615
Telefone:	+55 11 2184-9615 ramal 9798
E-Mail:	ahenriques@fgenergia.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público para esse projeto vindo de países do Anexo 1 do Protocolo de Quioto.



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Os Fatores de Emissão de CO₂ 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 ferramenta “**Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico**” versão 02.2.1. Seguindo-se essa metodologia, coube ao ONS explicitar ao grupo composto pelo Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e Ministério de Minas e Energia (MME) as práticas operativas do SIN, reguladas pela ANEEL. Seguindo essa sistemática, os Fatores de Emissão de CO₂ passaram a ser calculados pelo ONS para o sistema único desde 27 de maio de 2008.

Maiores detalhes do desenvolvimento da linha de base do projeto podem ser consultados através do link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/73318.html> e <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/13986.html>.



Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO

O monitoramento da atividade de projeto é baseado na metodologia de linha de base e monitoramento aplicável a este projeto e, como descrito nos itens B 7.1 e B 7.2, para a verificação da energia renovável gerada pela atividade de projeto são empregados equipamentos de medição de energia gerada.

Efetuada o recolhimento dos dados monitorados de energia, é realizada uma confrontação junto aos dados expedidos pela CCEE. Há de se ressaltar que os dados gerados pela CCEE são por esta entidade auditados e não devem conter erros. Este procedimento será adotado com o intuito de dar consistência aos dados.

Ressalta-se que todos os dados recolhidos no âmbito do monitoramento deverão ser arquivados eletronicamente e também serão mantidos pelo menos 2 anos após o final do último período de crédito, ou após a última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer posteriormente.

Este plano de monitoramento baseia-se na ferramenta metodológica de larga escala ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de energia elétrica por fonte renovável conectada à rede” – versão 12.2.0, bem como na "**Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico**" versão 02.2.1.
