



**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	PCH Paracambi Projeto MDL (JUN 1064), Brasil
Número da versão do DCP	2
Data de conclusão do DCP	20/12/2012
Participante(s) do projetos	Lightger S.A. e Light Esco Prestação de Serviço S.A.
Parte(s) Anfitriã(s)	Brasil
Âmbito setorial e metodologia(s) selecionada(s)	I - Indústrias de Energia (fontes renováveis / não renováveis), Metodologia ACM0002
Quantidade estimada de reduções médias anuais de emissões de GEE	33.993



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

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

A atividade do projeto consiste na geração de eletricidade por fonte renovável (hídrica), através da construção de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) localizada na cidade de Paracambi no Estado do Rio de Janeiro, região sudeste do Brasil.

Conforme o Despacho 3.675 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de 29 de Setembro de 2009 e o Despacho 910 de 07 de Abril de 2010, a PCH Paracambi está situada no Rio Ribeirão das Lajes na Bacia Hidrográfica do Atlântico Leste.

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. A construção da PCH ajuda a atender ao crescimento da demanda por energia no Brasil, a diminuir sua dependência externa de eletricidade e contribui para sustentabilidade ambiental, uma vez que aumenta a participação da energia renovável no quadro que compõe o consumo total de eletricidade no país.

Antes do início da implementação da atividade de projeto, a eletricidade estava sendo gerada por outras usinas elétricas conectadas à rede, incluindo termelétricas a base de combustíveis fósseis (mais detalhes sobre o Sistema Interligado Nacional – SIN em B.5. Etapa 4). O cenário de linha de base é o mesmo que o cenário antes do início da implementação da atividade de projeto.

Um ponto importante é que a atividade do projeto revela-se favorável no que tange ao uso eficiente dos recursos naturais, uma vez que os impactos ambientais da PCH, com pequena área inundada, são desprezíveis em relação às grandes centrais hidrelétricas.

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. A principal fonte de emissão é a emissão de CO₂ da geração de eletricidade nas termelétricas que serão substituídas devido à atividade de projeto, como descrito no item B.3. A quantidade estimada média de reduções anuais de emissão de GEE é 33.993 tCO₂. Na ausência da atividade de projeto (cenário de linha de base), combustíveis fósseis seriam queimados em termelétricas conectadas a rede energética brasileira para suprir a demanda do país. Segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, 59,61% da energia gerada no Estado do Rio de Janeiro é proveniente de termelétricas ligadas ao SIN¹.

No ponto de vista dos Participantes do Projeto, a iniciativa da atividade de projeto ajuda o Brasil a alcançar seu desenvolvimento sustentável e também está alinhada com as 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), incrementa a parcela de participação de energias limpas e renováveis na matriz energética brasileira e estimula a evolução de tecnologias energeticamente mais eficientes.

¹ Informações sobre a geração de energia elétrica no Estado do Rio de Janeiro (acesso em 1º de Dezembro de 2011) <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.asp?cmbEstados=RJ:RIO%20DE%20JANEIRO>



- 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.2. Localização da atividade de projeto

A.2.1. Parte(s) Anfitriã(s)

Brasil.

A.2.2. Região/Estado/Província, etc.

Região Sudeste – Estado do Rio de Janeiro (RJ)

A.2.3. Cidade/Comunidade etc.

Cidades de Paracambi, Piraí e Itaguaí.

A.2.4. Localização Física/Geográfica

Segundo o Despacho 3.675 de 29 de setembro de 2009 da ANEEL, que homologa os parâmetros básicos da atividade do projeto, a PCH Paracambi, está situada no Rio Ribeirão Lajes, na bacia hidrográfica do Atlântico Leste, localizada no Estado do Rio de Janeiro, com as coordenadas geográficas abaixo:

Tabela 1: Localização Física da PCH

PCH Paracambi	Coordenadas Geográficas
Eixo do Barramento	22° 40' S e 43° 45' O
Casa de Força	22° 40' S e 43° 45' O

Tabela 2: Dados dos municípios

Município	Distância do Rio de Janeiro (de carro) ²	Área Geográfica ²	Número de habitantes ³
Paracambi	81,5 km	179,680 km ²	47.124
Itaguaí	69,9 km	275,867 km ²	109.091
Piraí	97,9 km	505,374 km ²	26.314

Figura 1: Localização do estado do Rio de Janeiro e dos municípios de Paracambi, Itaguaí e Piraí

http://pt.wikipedia.org/wiki/Rio_de_Janeiro



http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:RiodeJaneiro_Municip_Paracambi.svg



http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:RiodeJaneiro_Municip_Itaguaí.svg



http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:RiodeJaneiro_Municip_Piraí.svg

² Fonte: <http://viagemvirtual.com/index.php/plano-de-viagem/calcular-a-distancia-entre-cidades> acessada em 01/12/2011.

³ Fonte: <http://www.ibge.gov.br/cidadesat/link.php?uf=rj>, acessada em 01/12/2011.



A.3. Tecnologias e/ou medidas

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

A atividade de projeto reduz as emissões dos GEEs evitando a entrada em operação de usinas termoeletricas conectadas à rede, que usam combustíveis fósseis como fonte de energia. Na ausência da atividade de projeto, estas plantas iriam operar para suprir a demanda elétrica do país. Parte desta demanda, atualmente suprida por plantas termoeletricas, começará a ser supridas pela planta da atividade de projeto.

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

A PCH Paracambi é um empreendimento classificado como Pequena Central Hidrelétrica, pois de acordo com a Resolução nº 652, de 9/12/2003, da ANEEL, para ser considerada uma PCH a área do reservatório deve ser inferior a 3 Km² (300 ha) e a capacidade total instalada deve estar entre 1 MW e 30 MW. A PCH Paracambi possui área de reservatório de 2,35 Km² e capacidade total instalada de 25,7 MW. Então, sua densidade de potência será de 10,93 W/m² (em acordo com as regras de aplicabilidade da metodologia MDL). Esse empreendimento também é denominado **usina a “fio d’água”**, pois não é necessário um “estoque” de água significativo.

A interligação da PCH Paracambi ao sistema 138KV da Light Serviços de Eletricidade S.A. está prevista através de uma LT 138KV, com aproximadamente 3,2km de extensão, em circuito “tap simples”, com um cabo 266,8MCM, na LT 61 do troco Fontes-Cascadura 138KV, no ponto que dista 19,7km do tap da SE Queimados e 13km do barramento da SE Nilo Peçanha.

A tecnologia e os equipamentos utilizados na atividade de projeto são desenvolvidos e fabricados no Brasil, então não é esperada transferência de *know how* ou tecnologia para o país anfitrião.

A principal fonte de emissão de GEEs envolvidos são as emissões de CO₂ da geração de eletricidade por combustível fóssil nas plantas termoeletricas que serão substituídas devido à atividade de projeto, conforme descrito em detalhes no item B.3. A atividade de projeto contribui na mitigação dos GEEs reduzindo emissões desses gases evitando o uso dos combustíveis fósseis na operação das plantas termoeletricas.

As características principais da PCH encontram-se na Tabela 3 abaixo:

Tabela 3: Características básicas do projeto

Características principais da PCH Paracambi	
Potência instalada (KW)	25.700
Energia assegurada (média) (KW)	19.530
Área do reservatório (Km ²)	2,35
Coordenadas geográficas	22° 40' S e 43° 45' O



Nome do curso d'água onde será instalada a PCH	Ribeirão das Lajes
Grupo Gerador	
Turbina	
Quantidade	2
Modelo	Kaplan, eixo vertical
Potência (kW)	12.850
Vazão nominal (m3/s)	106,0
Rotação (RPM)	163,6
Vida útil	30 anos no mínimo
Gerador	
Quantidade	2
Modelo	Gerador síncrono, tipo ATI, 3 fases
Potência Aparente Nominal (kVA)	14.280
Tensão Nominal (kV)	13,8 +5%/-10%
Frequência (Hz)	60
Fator de Potência	0,9
Rotação nominal (RPM)	163,6
Vida útil	30 anos no mínimo

A.4. Partes e Participantes do projeto:

Parte envolvidas (anfitriã) indicado 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)	Lightger S.A. (entidade privada)	Não
Brasil (País Anfitrião)	Light Esco Prestação de Serviços S.A. (entidade privada)	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP-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.5. Financiamento público da atividade de projeto

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

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

B.1. Referência da metodologia

O projeto usa a metodologia ACM0002 “Metodologia Consolidada de Linha de Base para Geração de Eletricidade Conectada à Rede a partir de Fontes Renováveis” - versão 13.0.0 (válida a partir de 11 de Maio de 2012).

A ACM0002 também se refere às seguintes ferramentas:



- Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico (versão 03.0.0);
- Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade (versão 07.0.0);

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 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).

No caso de plantas de geração hidroelétrica uma das seguintes condições deve ser aplicada:

- A atividade do projeto é implementada em um único ou múltiplos reservatório(s) existente(s), com nenhuma modificação no volume de nenhum dos reservatórios; ou
- A atividade do projeto é implementada em um único ou múltiplos reservatório(s) existente(s), onde o volume de nenhum dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório da atividade de projeto, por definição dada na seção “Emissões do Projeto”, é maior que 4W/m^2 ; ou
- A atividade do projeto resulta em um novo reservatório único ou múltiplo e a densidade de potência de cada reservatório, segundo as definições descritas na seção “Emissões do Projeto”, é maior que 4W/m^2 .

A construção da PCH Paracambi conectada à rede é uma instalação de uma nova usina de geração de energia com densidade de potência de $10,93\text{W/m}^2$, ou seja, maior que 4W/m^2 e resulta em um único novo reservatório.

Portanto, a metodologia ACM0002 é aplicável.

B.3. Limites do Projeto

Conforme a metodologia ACM0002, a extensão espacial dos limites do projeto inclui a usina elétrica e todas as usinas ligadas fisicamente à rede em que a usina do projeto MDL está conectada. Neste caso, a PCH Paracambi será ligada ao SIN.

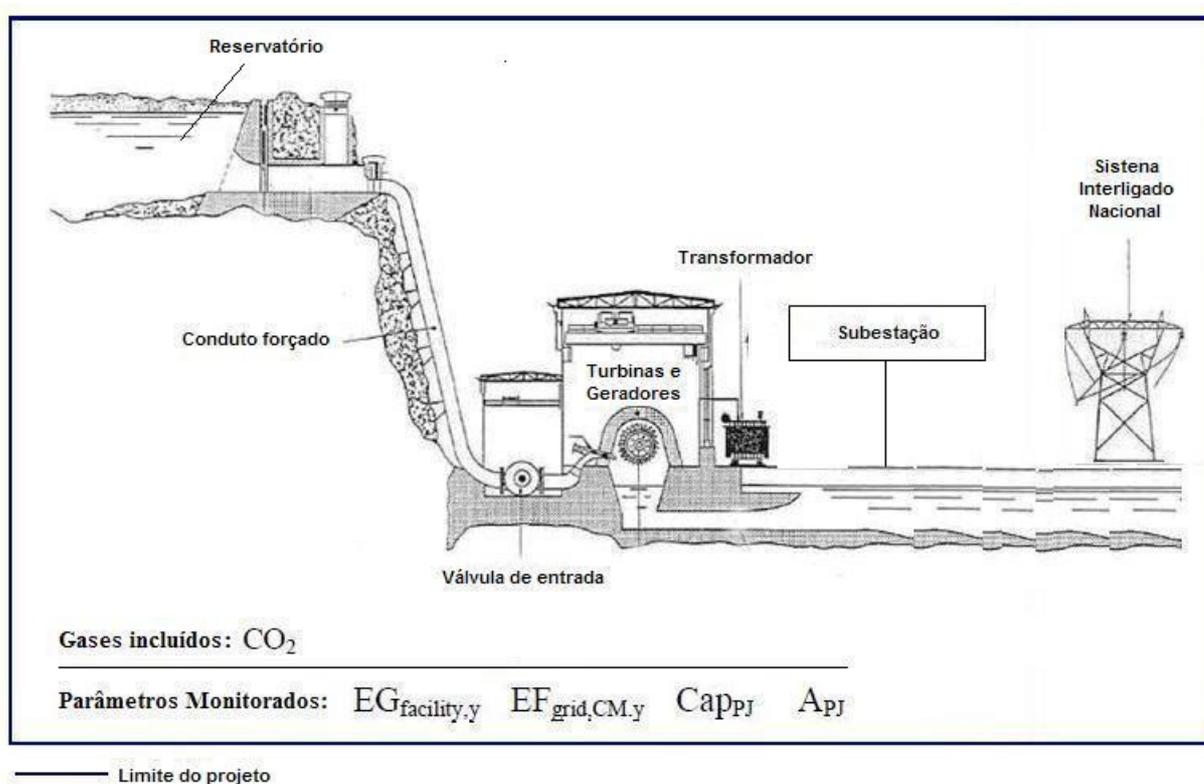
Os gases de efeito estufa inclusos e excluídos nos limites do projeto estão descritos na tabela abaixo:

Tabela 4: Descrição das fontes de gases inclusos e excluídos 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	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária

	projeto	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	A emissão de metano para a atividade do projeto é considerada nula uma vez que a densidade de potência da PCH é 10,93 W/m ² e, portanto, maior que 10 W/m ²
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária

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



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 usina 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”.

Assim, as emissões de linha de base são os KWh produzidos pela unidade de geração renovável multiplicados por um coeficiente de emissão (quantificado em tCO₂/MWh), calculado de uma maneira



transparente e conservadora.

Na ausência da atividade de projeto (cenário de linha de base), a eletricidade estaria sendo gerada pelas demais usinas integrantes do sistema único brasileiro, incluindo as térmicas a combustíveis fósseis (mais detalhes sobre a linha de base e o Sistema Interligado Nacional – SIN em B.5. Passos 1a e 4 respectivamente).

A geração de eletricidade da PCH Paracambi proverá os KWh necessários para o cálculo dos GEEs da 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)**, que inclui as usinas termoeletricas que utilizam combustíveis fósseis como fonte de energia.

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 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. Demonstração de adicionalidade

Este item foi elaborado com base nas últimas versões da "ACM0002- **metodologia consolidada de linha de base para a 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 suplanta a Ferramenta.

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

Devido ao projeto ser a instalação de uma nova planta hidroelétrica conectada à rede, o cenário de linha de base, de acordo com a metodologia ACM0002 versão 13.0.0, 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, versão 03.0.0.



A metodologia ACM0002 selecionada versão 13.0.0 descreve o cenário de linha de base, assim, alternativas para o projeto não são necessárias ser identificadas, ainda conforme parágrafo 115 de Validação e Verificação Padrão do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (VVS) versão 02.0.

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

A implantação da PCH Paracambi está em conformidade com todas as regulamentações das seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente (FEEMA), Comissão Estadual de Controle Ambiental (CECA) e Instituto Estadual do Ambiente (INEA) e o Conselho Executivo do MDL.

ONS – Órgão responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no SIN (Sistema Interligado Nacional).

ANEEL – É uma Agência Reguladora, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal.

FEEMA - Foi um órgão de controle ambiental da Secretaria de Estado do Ambiente e Desenvolvimento Urbano do Estado do Rio de Janeiro. Em 12 de janeiro de 2009 o INEA sucedeu a FEEMA.

INEA – É um órgão criado para proteger, conservar e recuperar o meio ambiente para promover o desenvolvimento sustentável.

CECA - É um órgão criado em 1975, com o objetivo de coordenar, supervisionar e controlar o uso racional do meio ambiente no Estado do Rio de Janeiro.

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 existissem 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. Análise de Benchmark (Ponto de Sensibilidade)

O indicador financeiro apropriado escolhido para a atividade de projeto proposta é a **Taxa Interna de Retorno (TIR)**⁴ 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 cálculo do Custo Médio Ponderado do Capital (WACC em sua sigla em inglês), 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, resulta no custo médio ponderado do capital das empresas ou WACC. Este custo deve ser superado pelo retorno dos projetos de forma a permitir 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 segue as recomendações para o cálculo do custo do capital próprio presente no documento “Orientações para avaliação de Análises de Investimentos” 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:

⁴ TIR é calculada após taxas.



K_e = Custo de Capital Próprio;

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

PE_g = Prêmio de Risco Global (considerado somente o país anfitrião)

Rf = Média das taxas de retorno do título do tesouro Americano (T-Bond) relativa aos anos de 1999 a 2008⁵. Valor aplicado 5,03%;

ERP (EMBI+₁₉₉₉₋₂₀₀₈) = Média do Prêmio de Risco do Brasil, baseado em dados da JP Morgan relativos aos anos de 1999 a 2008⁶. Valor aplicado 5,69%;

Logo, GB = 5,03% + 5,69% = 10,72%

PE_g = Prêmio de Risco Global fornecido pelo professor Aswath Damodaran⁷ ajustado por um fator que reflete o risco do projeto em diferentes escopos setoriais⁸.

PE_g = Beta_{PCH Paracambi} * Prêmio de Risco

PE_g = 1,47⁹ * 9,50% = 13,97%

Portanto:

K_e = GB + PE_g

K_e = 10,72% + 13,97% = 24,69%

Descontando-se uma taxa de inflação de 4,48%¹⁰ tem-se assim que o custo do capital próprio da Lightger S.A. é de 20,21%¹¹.

Abaixo, a tabela 6 sumariza os valores de referência para a TIR do projeto e o valor do capital próprio utilizado como benchmark do projeto:

Tabela 5: Quadro comparativo entre a TIR da atividade de projeto e o benchmark utilizado

Benchmark – Custo do Capital Próprio (% ao ano)	TIR Paracambi (% ao ano)
20,21	10,47

O fluxo de caixa foi elaborado para a vida operacional da atividade de projeto (30 anos), tendo uma Taxa Interna de Retorno (TIR) igual a 10,47% ao ano, sem as receitas da comercialização das RCEs.

⁵ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/histret.html

⁶ <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>

⁷ <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/ctryprem08.xls> (Risco prêmio total Brasileiro é igual a 9,50%)

⁸ Como pelo Apêndice da "Orientações para avaliação de Análises de Investimentos"

⁹ Beta não alavancado = Beta alavancado / 1+D/E (1-T) onde D= Dívida, E = Capital Próprio, T = Impostos e taxas - logo 1.47 = 0.72 * 1 + 61.3% / 38.7% (1-34%) fonte: BNDES, Camacho e A. Damodaran em <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/emergcompfirm09.xls> (País Brasil, Nome da Companhia: Light S.A.)

¹⁰ Inflação projetada baseada em 10 anos de média (fontes: <ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpiat.txt> para o índice CPI e http://www.portaldefinancas.com/ipca_ibge.htm para o índice IPCA)

¹¹ Favor verificar a planilha "WACC_SHP_Paracambi_v1" fornecida para mais detalhes sobre os cálculos aplicados.



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 6: Principais valores de entrada do fluxo de caixa

Parâmetro	PCH Paracambi
Investimento (R\$)	194.830.441,62
Energia firme (MW)	22,43
Preço da Energia (R\$/MWh)	151,11
Operação e Manutenção (R\$/MWh)	10,98

A TIR do projeto permaneceu abaixo do valor de custo do capital próprio 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 Lightger S.A., enfrentando, portanto barreiras de investimento devido à existência de 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 fim de verificar os impactos financeiros sobre a atividade de projeto uma variação de 10% sobre os parâmetros críticos foi feita e os resultados são demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 7: Análise de Sensibilidade da PCH Paracambi

Análise de Sensibilidade						
No.	Item	Valor	+10%	0%	-10%	Obs
1	Preço da Energia (R\$/MWh)	151,11	166,22	151,11	136,00	Sem receita dos CERs
	IRR		12,41%	10,47%	8,56%	
2	Investimento (R\$)	194.830.441,62	214.313.485,78	194.830.441,62	175.347.397,46	
	IRR		9,06%	10,47%	12,23%	
3	Energia Firme (MWmedio)	22,43	24,67	22,43	20,19	
	IRR		12,08%	10,47%	8,89%	
4	O&M (R\$/MWh)	10,98	12,08	10,98	9,88	
			10,31%	10,47%	10,63%	

A análise de ponto de equilíbrio (Breakeven point) foi realizada para que possa ser discutidas as possibilidades de ocorrência destes cenários.



A tabela 7.1 apresenta os principais resultados da análise.

Tabela 7.1: Análise de ponto de equilíbrio da PCH Paracambi

Parâmetro	Valor Original	Breakeven point	% de desvio
Investimento (R\$)	194.830.441,62	121.550.000,00	- 37,61%
Energia firme (MWmédio)	22,43	35,69	+ 59,12%
Preço da Energia (R\$/MWh)	151,11	225,30	+ 49,10%
Operação e Manutenção (R\$/MWh)	10,98	Não sensível o bastante para atingir o benchmark	- 100%

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:

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 em dois contratos de compra de energia (Power Purchase Agreement – PPA da sigla em inglês) assinado pelo dono do projeto, onde o preço foi definido como R\$151,11/MWh, em 01/08/2010 e com reajuste anual pelo índice IGP-M. Este valor não pode mudar, pois o mesmo é um valor firmado por contrato. Além disso, mesmo que houvesse um improvável aditivo, o mesmo não iria alcançar o valor de reajuste de 49,10% no preço de energia, como calculado e apresentado acima.

Portanto, como o preço da energia foi estabelecido em contrato, a Taxa Interna de Retorno não será alterada de modo que a TIR ultrapasse o benchmark.

Investimento (R\$)

Com relação aos custos totais de investimento, os valores de entrada são oriundos de uma proporção entre os dados do documento do BNDES “Decisão nº Dir 508/2011” de 31 de maio de 2011 e da apresentação da Light datada de 3 de agosto de 2009, realizada em Power Point.

No documento do BNDES é possível verificar-se que 61,32% do montante investido foi solicitado ao agente financeiro e 38,68% foi capital próprio¹². A análise mostra que para alcançar o benchmark, o valor de investimento deveria ser 37,61% mais baixo que o previsto inicialmente. Seu ponto de equilíbrio é de R\$ 121.550.000,00. Flutuações desta amplitude não são possíveis de acontecer.

Portanto, os valores de entrada são adequados e conservadores.

Energia Firme (MWmédio) ou Fator de Potência (FP)

¹² Essa proporção de financiamento assumida pela companhia é semelhante ao valor padrão sugerido pela versão 5 das “Diretrizes 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 ratificados pelas Diretrizes do MDL.



A energia firme é considerada adequada visto que os dados vêm do Banco de Informações de Geração da ANEEL¹³ – 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 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 improvável que ocorra um aumento na energia firme acima do descrito na tabela 7 (22,43), na verdade, a concepção do projeto atualmente aprovado pela ANEEL (com 25 MW de capacidade instalada ao invés de 30 MW como na concepção do projeto anterior) tem um FP autorizado com 19,53 MW médios, devido a isto o acordo de compra de energia foi assinado apenas para essa quantidade de energia.

Para que a TIR da atividade de projeto alcance o benchmark, a energia firme da PCH Paracambi deveria ser de 35,69 MW (59,12% maior que o estabelecido originalmente pela ANEEL, considerando todos os estudos acima mencionados), com seu fator de potência assumindo um valor maior que 1. Assim, não há possibilidade que isto ocorra.

Custos Operacionais – O&M

Como o demonstrado na tabela 7, 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 (10,47%) 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 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.

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

¹³ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>



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

A lista das usinas hidrelétricas que operam no país é disponibilizada pela ANEEL¹⁴.

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 12,85 MW (50% abaixo da PCH Paracambi) e 38,55 MW (50% acima da capacidade instalada da PCH Paracambi, que é 25,7 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;
- (e) A capacidade ou saída 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.

Em uma abordagem conservadora, foi considerado o país anfitrião inteiro como um padrão.

As usinas identificadas no Passo 1 que entregam a mesma saída dentro do limite de potência aplicável da atividade de projeto são apresentadas abaixo¹⁵:

PCHs Ivan Botelho III, Canoa Quebrada, Esmeralda, Mosquitão, Piranhas, Sacre 2, São Bernardo, Buriti, José Gelásio da Rocha, Ludesa, Ponte Alta, Rondonópolis, Santa Laura, Alto Irani, Alto Sucuriú, Boa Sorte, Bonfante, Caçador, Cachoeira da Lixa, Calheiros, Carangola, Colino II, Cotiporã, Da Ilha, Funil, Irara, Jararaca, Jataí, Lagoa Grande, Plano Alto, Santa Fé I, Santa Rosa II, São Joaquim, Linha Emília, Monte Serrat, Retiro Velho, Santa Fé, São Lourenço, São Pedro, São Simão.

E a UHE Espora

$N_{all} = 41$

Passo 3: Dentro dos projetos identificados na Etapa 2, identificar os que não são atividades de projeto MDL registradas, atividades de projetos submetidas para registro, nem atividades de projetos em processo de validação. Anotar seu número N_{all} .

$N_{all} = 41$

¹⁴ <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>

¹⁵ Foram consideradas as hidrelétricas e PCHs que se tornaram operacionais de Julho 2004 a Outubro 2009. Esta abordagem será explicada no Passo 3.



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 outubro de 2009 (data de início da atividade de projeto), de forma a estabelecer uma gama de projetos que podem ser considerados similares à atividade de projeto, conforme a definição do item 4, no “*Guia para Prática Comum*”, versão 02.0.

Baseado nas premissas acima expostas foram selecionados projetos de geração de energia renovável por meio de Centrais Hidrelétricas (PCHs e UHEs) com capacidade instalada de +/- 50% da potência da PCH Paracambi (25,7 MW). Isto resultou em atividades de projeto que trabalham na faixa de potência instalada entre 12,85 a 38,55 MW de capacidade instalada.

Foram consideradas na análise atividades de projeto similares à PCH Paracambi, 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 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 10.847¹⁶ (a qual criou a Empresa de Pesquisa Energética – EPE que é responsável pelo planejamento de longo prazo do setor energético) e nº 10.848¹⁷, 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 2004¹⁸ (que regula a comercialização de energia e os procedimentos de concessão da geração de eletricidade).

A tabela 8 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 8: 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.

¹⁶ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410847.pdf>

¹⁷ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410848.pdf>

¹⁸ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>



Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
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 - 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 - CCEE¹⁹

Como pode ser visto na tabela 8, 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.

Subsídios ou outros fluxos financeiros e políticas promocionais

É importante considerar que, no âmbito de incentivos e investimentos, o Brasil possui duas linhas principais de fomento para projetos de produção de energia renovável: o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), estabelecido pelo Protocolo de Quioto, e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), estabelecido pelo Decreto 5.025 de 2004²⁰.

O PROINFA é um programa governamental de incentivos que foi instituído para aumentar a participação da energia elétrica renovável no SIN. Seu objetivo é promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica e permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável por definir as diretrizes, elaborar o planejamento do Programa e definir o valor econômico de cada fonte. A Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) tem o papel de agente executora, com a missão de fazer os Contratos de Compra e Venda de Energia (CCVE)²¹, ou em inglês, *Power Purchase Agreements* - PPA.

¹⁹ Mudanças ocorridas no sistema elétrico Brasileiro:

<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=3df6a5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>

²⁰ Decreto 5.025 de 2004 que estabelece o PROINFA http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5025.htm

²¹ Definição disponível na página virtual do MME na página <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>



No PROINFA, os incentivos financeiros fornecidos pelo Governo Federal são embasados em linhas diferenciadas de financiamento, garantias de receitas mínimas ao projeto por meio dos CCVEs (PPAs) firmados entre o empreendedor e a Eletrobrás, os quais asseguram ao empreendedor uma receita mínima através da compra de 70% da energia gerada durante o período de financiamento oferecido pelo programa. O PROINFA oferece também proteção aos riscos de curto prazo do mercado aos quais estão expostos os proponentes de projeto, dentre outros benefícios de adesão ao programa.

Os projetos sob o PROINFA são elegíveis para participar do MDL, em concordância com decisão da UNFCCC sobre a elegibilidade de projetos derivados de políticas públicas. A legislação que criou o PROINFA considerou as possíveis receitas provenientes do MDL para prosseguir com o programa.

Em se tratando de ambientes regulatórios, no Brasil todos os projetos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são fiscalizados e regulados pela ANEEL em conformidade com a lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996, garantindo, portanto, o mesmo quadro regulatório às atividades de projeto similares a PCH Paracambi.

Outras atividades de projeto registradas, submetidas ou sob validação no MDL não foram incluídas na análise da prática comum²². Esses projetos são as PCHs: Ombreiras, Salto Corgão, Garganta da Jararaca, Santa Edwiges II, Braço Norte IV, Primavera, Salto, São João, Alto Benedito Novo I, Pedra do Garrafão, Pirapetinga, São Domingos II, Cachoeirão, Graça Brennand, Paranatinga II, Porto das Pedras, Salto Curuá, Eng. Ernesto Jorge Dreher, Ouro, Pampeana, Planalto e Santa Gabriela.

Considerando o exposto acima e o “*Guia para Prática Comum*”, que define que as atividades de projeto de MDL não são incluídas nesta análise, no período de julho de 2004 a outubro de 2009 tornaram-se operacionais 41 projetos similares à atividade de projeto, como listados acima.

Passo 4: Dentro dos projetos semelhantes identificados no Passo 3, identificar aqueles que aplicam tecnologias que são diferentes à tecnologia aplicada na atividade do projeto proposto. Observe o seu número N_{diff} .

Dentre as PCHs que se tornaram operacionais neste período, as PCHs Ivan Botelho III, Sacre 2 e a UHE Espora tiveram sua decisão de investimento tomadas em outro clima de investimento, desde que foram tomadas antes de 30 de julho de 2004. E 38 das outras PCHs foram implementadas com incentivo do PROINFA.

Então, $N_{diff}=41$

Passo 5: Calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ representando a faixa de projetos semelhantes (taxa de penetração da medida / tecnologia) usando uma medida / tecnologia similar à da medida / tecnologia usada na atividade de projeto proposta que oferece o mesmo resultado ou capacidade da atividade de projeto. 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 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:

²² As fontes públicas de dados utilizadas foram:

UNFCCC website – <http://unfccc.int>

ANEEL - Fiscalização dos Serviços de Geração (outubro/2010) - http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=37

ANEEL – PCHs inscritas no programa PROINFA - http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=37



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

$$F = 1 - 41 / 41$$

$$F = 0$$

$$N_{\text{all}} - N_{\text{diff}} = 41 - 41 = 0$$

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.

Tabela 9: Cronograma dos eventos para implementação da PCH Paracambi

07/08/2009	Ata de reunião	Decisão de investimento
21/09/2009	Documento F-CDM-Consideração Prévia	Consideração Prévia da CQNUMC
29/10/2009	Contrato da Obra Civil, Geradores, Turbinas	Data de início da atividade de projeto
23/11/2009	Cronograma Lightger	Início da construção da PCH
12/05/2010	E-mail da Light	E-mail da Light datado de 12/05/2010
De 13/09/2010 até 05/10/2010	Propostas das EODs	Propostas das EODs
De 22/08/2011 até 30/08/2011	Revalidação das propostas das EODs	Revalidação das propostas das EODs
De 29/09/2011 a 30/10/2011	Cartas enviadas às partes interessadas	Consulta aos stakeholders locais
10/11/2011	LO IN018161	Licença de Operação
10/02/2012	Contrato com a EOD	Contrato com a EOD
27/04/ 2012	Portaria 23	Define a garantia física da PCH Paracambi
17/07/2012	Despacho 2334	Início da operação comercial

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 (tCO₂e/ano);
 BE_y Emissões da linha de base no ano y (tCO₂e/ano);
 PE_y Emissões do projeto com origem em reservatórios de hidrelétricas no ano y (tCO₂e/ano)

Emissões do projeto (PE_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:

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$

Onde:

- PE_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 (MWh).

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

$$PE_y = 0$$

Desta forma, para determinar as emissões do reservatório, deve-se primeiramente determinar a densidade de potência da atividade de projeto, 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 mensurada do reservatório de água em sua superfície, depois da implementação da atividade de projeto, quando o mesmo está cheio (m²).
 A_{BL} Área mensurada do reservatório de água em sua superfície, antes da implementação da atividade de projeto, quando o mesmo está cheio (m²). Para novas centrais hidrelétricas este valor é zero.

$$PD = \frac{25.700.000 - 0}{2.350.000 - 0} = 10,93 \text{ W/m}^2$$



Portanto, as emissões do reservatório (PE_y) são nulas para a PCH Paracambi pois sua Densidade de Potência é maior que 10 W/m^2 .

Emissões da linha de base (BE_y)

As emissões da linha de base (BE_y em tCO_2) são o produto do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$ em tCO_2/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 Emissões de linha no ano y ($\text{tCO}_2\text{e/ano}$);

$EG_{PJ,y}$ 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 CO_2 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 (tCO_2/MWh).

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.

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 do governo brasileiro. 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).

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 único²³.

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.

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 Interligado 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 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:

²³ 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);

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.

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 será utilizada a média aritmética de 12 meses dos fatores de emissões mensais publicados pela AND (dados disponíveis do ano 2011)²⁴

Tabela 10: Fator de emissão da margem de operação (OM) para o ano de 2011

MARGEM DE OPERAÇÃO												
Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh)												
2011	MÊS											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	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:

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

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)²⁵.

Tabela 11: Dados da AND brasileira para obtenção da margem de construção (BM) em 2011

²⁴ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora>

²⁵ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora>



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).

Para o cálculo do fator de emissão da margem combinada (EF_y) 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.

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

$$BE_y = 0,1987 \cdot 171,082 = 33,993 \text{ tCO}_2\text{/ano}$$

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

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$ER_y = 33,993 - 0 = 33,993 \text{ (tCO}_2\text{)}$$

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

Tabela 13: 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 Emissão (t CO ₂ e)
2013	33.993	0	0	33.993
2014	33.993	0	0	33.993
2015	33.993	0	0	33.993
2016	33.993	0	0	33.993
2017	33.993	0	0	33.993
2018	33.993	0	0	33.993
2019	33.993	0	0	33.993
Total	237.951	0	0	237.951
Total number of crediting years	7 anos, renovável por mais 2 períodos de 7 anos cada um.			
Annual average over the crediting period	33.993	0	0	33.993

B.7. Plano de Monitoramento

B.7.1. Dados e parâmetros a ser monitorados

Dado / Parâmetro:	$EG_{\text{facility},y}$
Unidade	MWh/ano
Descrição	Eletricidade líquida fornecida pela PCH à rede (SIN) no ano y.
Fonte do dado	Local do projeto - Medidores de Energia
Valor(es) aplicado (s)	171.082
Método de medição e procedimentos	A eletricidade líquida entregue à rede será registrada por medidores de eletricidade (um principal e um 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 acuracidade. Para segurança, os medidores serão lacrados após a calibração.
Frequência de monitoramento	Medição horária e gravação mensal.
Procedimentos GQ/CQ	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. A periodicidade de calibração irá seguir o Procedimento 12.3 ²⁶ do ONS.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro	$EF_{\text{grid},CM,y}$
Unidade	tCO ₂ e/MWh
Descrição	Fator de Emissão da Margem Combinada para atividade de geração

²⁶ http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx



	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	$EF_{grid,OM-DD,y}$
Unidade	tCO ₂ e/MWh
Descrição	Fator de Emissão de CO ₂ da margem de operação da rede, no ano y.
Fonte do dado	Dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada).
Valor(es) aplicado (s)	0,2920
Método de medição e procedimentos	De acordo com os procedimentos estabelecidos pela última versão da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Frequência de monitoramento	Mensalmente.
Procedimentos GQ/CQ	Este dado será anualmente atualizado para ser utilizado no cálculo <i>ex-post</i> do Fator de Emissão da Margem Combinada.
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	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade	tCO ₂ e/MWh
Descrição	Fator de Emissão de CO ₂ da margem de construção da rede, no ano y.
Fonte do dado	Dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada) para o ano y.
Valor(es) aplicado (s)	0,1056
Método de medição e procedimentos	De acordo com os procedimentos estabelecidos pela última versão da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	Este dado será anualmente atualizado para ser utilizado no cálculo <i>ex-post</i> do Fator de Emissão da Margem Combinada.
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 hidroelétrica após a implementação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valor(es) aplicado (s)	25.700.000
Método de medição e procedimentos	Dados das placas nos equipamentos instalados.
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	Será gravado através do recolhimento de provas fotográficas da capacidade nominal dos equipamentos.
Objetivo do dado	Cálculo 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 do projeto, quando o reservatório está cheio (m^2).
Fonte do dado	Local do projeto.
Valor(es) aplicado (s)	2.350.000
Método de medição e procedimentos	Medido por pesquisas topográficas, mapas, fotografias de satélite, etc.
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	Medido por pesquisas topográficas ou mapas.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	

B.7.2. Plano de amostragem

Não aplicável.

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 CO_2 .

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

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 Rede²⁷, 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 mede e grava os valores da energia fornecida à rede. O sistema de medição da PCH Paracambi está instalado no painel de medição de faturamento +MF situado na galeria elétrica da Casa de Força na subestação Paracambi. Após a calibração, este painel será lacrado fisicamente, garantindo a inviolabilidade dos dados medidos.

Os dados armazenados nos medidores serão coletados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE da CCEE, remota e automaticamente, através dos dois medidores (um principal e um de retaguarda) instalados no painel de medição +MF.

Portanto, além das medições de eletricidade realizada pelos proponentes de projeto, toda energia despachada pela PCH Paracambi 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.

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) A Lightger fornecerá à Carbotrader os dados monitorados em seus medidores e os dados medidos pela CCEE;
- (4) As reduções de emissão serão gerenciadas pelo gerente de projetos responsável na Carbotrader.

Outros detalhes, no que diz respeito aos parâmetros a serem monitorados podem ser encontrados nas seções B.7.1 e Apêndice 5.

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. A periodicidade de calibração irá seguir o Procedimento 12.3²⁸ 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 12.2²⁹ do ONS.

- (2) Tratamento de Emergência:

²⁷ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.1_Rev_1.0.pdf

²⁸ http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx

²⁹ http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx



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.01³⁰

Gerenciamento dos Dados:

Todas as questões relacionadas à PCH serão tratadas pelo Gerente responsável pela PCH Paracambi.

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 Consórcio Construtor Paracambi (CCPA) vai fornecer o treinamento para a equipe responsável pela manutenção e operação da PCH Paracambi. Para mais detalhes, consultar o documento "PAR-ORT-0353-2011 - PCH Paracambi - Programa Treinamentos_RevB.pdf", onde é descrito o Programa de Treinamento elaborado pelo CCPA.

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 (www.mct.gov.br/clima). 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.

É importante também destacar que segundo a Resolução da ANEEL de número 407, emitida em 19 de outubro de 2000, se a potência instalada da usina variar em +/- 5% da capacidade autorizada (outorgada), uma revisão da capacidade autorizada precisa ser requisitada. Isto deve ser considerado após a instalação da capacidade total da usina.

Autoridade e Responsabilidade:

A Lightger 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 Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Eireli a qual reportará os resultados de maneira apropriada às entidades relacionadas aos processos do MDL.

³⁰ <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=67778d3ef9a3c010VgnVCM1000005e01010aRCRD>



SEÇÃO C. Duração e período de crédito

C.1. Duração da atividade de projeto

C.1.1. Data de início da atividade de projeto

29/10/2009

Data mais antiga da implementação da atividade de projeto, na qual o participante de projeto se comprometeu com os maiores gastos relacionados à implementação da atividade de projeto. Esta é a data do contrato de obras civis e fornecimento de equipamentos para a atividade de projeto, onde turbinas, geradores e outros serviços necessários estão incluídos.

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

30 anos e 0 meses.

C.2. Período de crédito da atividade de projeto

C.2.1. Tipo do período de crédito

Renovável sendo:

01/01/2013 a 31/12/2019	o Primeiro período de crédito
01/01/2020 a 31/12/2026	o Segundo período de crédito
01/01/2027 a 31/12/2033	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 01/01/2013 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

Em relação às permissões regulatórias, a PCH Paracambi tem as seguintes autorizações emitidas pela ANEEL:

- Portaria nº23, de 27 de abril de 2012, que define o valor da energia assegurada PCH Paracambi.
- Despacho nº 3783 de 19 de Setembro de 2011, que anui a minuta do contrato de prestação de serviços, a ser firmado entre a LIGHTGER S.A e a Light Energia S.A, para a operação e manutenção da PCH Paracambi.
- Resolução Autorizativa nº 3016 de 19 de Julho de 2011, que declara de utilidade pública, para fins de instituição de servidão administrativa, em favor da Lightger S.A, as áreas de terra necessárias à passagem da Linha de Transmissão PCH Paracambi.
- Despacho nº 2483 de 09 de Junho de 2011, que anui a minuta do contrato de prestação de serviços de engenharia do Proprietário, a ser firmado entre a LIGHTGER S.A e a Light Energia S.A, para a implantação da PCH Paracambi.
- Despacho nº 3352 de 05 de Novembro de 2010, que anui com a minuta do Contrato de Prestação de Serviços Engenharia do Proprietário, a ser firmado entre a Lightger S.A e a CEMIG Geração e Transmissão S.A - CEMIG GT, para a implantação da PCH Paracambi.



- Portaria nº 734 de 17 de Agosto de 2010, que aprova o enquadramento da PCH Paracambi no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra - Estrutura - REIDI.
- Despacho nº 2.079 de 19 de Julho de 2010, que registra a alteração da razão social da empresa Lightger Ltda., que passa a denominar-se Lightger S.A.
- Despacho nº 910, emitido em 07 de Abril de 2010, que altera de 30.000 kW para 25.000 kW, a capacidade instalada da PCH Paracambi.
- Despacho nº 3.675, emitido em 29 de setembro de 2009, que homologa para fins de regularização, os parâmetros do Projeto Básico Consolidado da PCH Paracambi, de titularidade da empresa Lightger Ltda.
- Despacho nº 1.409 de 07 de abril de 2008, que aprova os desenhos apresentados, representando as áreas de terras necessárias à implantação da Pequena Central Hidrelétrica Paracambi, nos municípios de Paracambi, Itaguaí e Piraí, (RJ).
- Resolução Autorizativa nº 1.283, emitida em 04 de março de 2008, que declara de utilidade pública, para fins de desapropriação, em favor da Lightger Ltda, as áreas de terras necessárias à implantação da Pequena Central Hidrelétrica Paracambi, nos municípios de Paracambi, Itaguaí e Piraí, (RJ).
- Despacho nº 1.403, emitido em 08 de maio de 2007, que aprova o projeto básico apresentado pela Lightger Ltda, relativo à Pequena Central Hidrelétrica Paracambi, no ribeirão das Lajes, município de Paracambi, (RJ).
- Resolução Autorizativa nº 896 de 08 de Maio de 2007, que altera o parágrafo único do art. 2º da Resolução ANEEL 063 de 16.02.2001, que autorizou a Lightger Ltda a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica, mediante a exploração da PCH Paracambi.
- Resolução nº 525, emitida em 03 de dezembro de 2001, que autoriza a transferência para a empresa LIGHTGER LTDA. da autorização para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Paracambi, localizada no Município de Paracambi, Estado do Rio de Janeiro.
- Resolução nº 63, emitida em 16 de fevereiro de 2001, autoriza a Light Serviços de Eletricidade S.A. a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica mediante o aproveitamento do potencial hidráulico denominado PCH Paracambi, localizado no Ribeirão das Lajes, Município de Paracambi, Estado do Rio de Janeiro.

Licenças Ambientais

- Licença Prévia nº FE 012686, emitida pela Comissão Estadual de Controle Ambiental – CECA e pela Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente – FEEMA, em 27 de abril de 2007, que autoriza a Lightger Ltda a desenvolver estudos para implantação da usina hidrelétrica Paracambi no Ribeirão das Lajes, municípios de Itaguaí, Paracambi e Piraí.
- Licença de Instalação nº FE 015279, emitida pela Comissão Estadual de Controle Ambiental – CECA e pela Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente – FEEMA, em 24 de dezembro de 2008, que autoriza a Lightger Ltda a realizar obras de implantação de usina hidrelétrica com 25 MW de capacidade instalada no Ribeirão das Lajes, municípios de Itaguaí, Paracambi e Piraí.
- Termo de Compensação Ambiental nº 28, emitido pelo Governo do Estado do Rio de Janeiro, em 24 de Dezembro de 2008, que estabelece medida de compensação ambiental em face do licenciamento do empreendimento denominado Usina Hidrelétrica Paracambi (PCH).



- Licença de Operação LO # IN018161, emitida pelo Instituto Estadual do Ambiente - INEA, de 10 de Novembro de 2011, que autoriza a Lightger S/A a operar a usina hidrelétrica, com capacidade de 25 MW, instalada no rio "Ribeirão das Lages", municípios de Itaguaí, Paracambi e Piraí.

D.2. Avaliação do impacto ambiental

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) são consideradas uma alternativa para a diversificação da matriz elétrica brasileira. Uma de suas características é apresentar baixo impacto ambiental negativo no lugar onde é instalada, quando comparado a prática comum no Brasil (grandes hidrelétricas), devido principalmente ao fato de dispensarem o alagamento de áreas amplas.

Os impactos ambientais da atividade da PCH não são considerados significantes pelos participantes do projeto. Porém vários planos de ação de melhorias ambientais e sociais para melhoria da qualidade e redução dos impactos estão sob implementação e/ou foram implementados.

Estudos relacionados aos impactos da PCH foram realizados e são discutidos no Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Esse estudo possui um completo diagnóstico ambiental da área de influência dos projetos e, além disso, conta com um conjunto de atividades e programas que visam minimizar os efeitos negativos e acompanhar as alterações resultantes das instalações nos sistemas hídricos.

Com vistas à redução, mitigação ou compensação dos impactos causados, a PCH Paracambi possui diversas atividades (implantadas ou a serem implantadas):

- Programa de Recuperação das áreas Degradadas
- Programa de Monitoramento da Qualidade da Água
- Programa de Proteção às Margens do Reservatório
- Programa de Comunicação Social e Integração Institucional
- Programa de Acompanhamento e Apoio à População Afetada
- Programa de Limpeza da Bacia de Acumulação
- Apoio a outros programas ambientais da região.

SEÇÃO E. Consulta às partes interessadas locais

E.1. Solicitação de comentários das partes interessadas locais

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 Desenvolvimento³¹;
- Associações comunitárias;
- Ministério Público Estadual 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:

³¹ <http://www.fboms.org.br>



- a) Prefeitura de Paracambi
- b) Prefeitura de Itaguaí
- c) Prefeitura de Pirai
- d) Câmara Municipal de Paracambi
- e) Câmara Municipal de Itaguaí
- f) Câmara Municipal de Pirai
- g) Secretaria de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Paracambi
- h) Secretaria de Meio Ambiente, Agricultura e Pesca de Itaguaí
- i) Secretaria de Turismo e Meio Ambiente de Pirai
- j) Associação Comercial, Industrial e Agropastoril de Paracambi
- k) ACIAPI – Associação Comercial e Industrial Agropastoril de Itaguaí
- l) INEA – Instituto Estadual do Ambiente do Estado do Rio de Janeiro
- m) Fórum Brasileiro de ONGs;
- n) Procuradoria da República no Estado do Rio de Janeiro
- o) Ministério Público Estadual do Estado do Rio de Janeiro

E.2. Resumo dos comentários recebidos

Até o presente momento não foram recebidos comentários das partes interessadas.

E.3. Relatório da consideração dos comentários recebidos

Não aplicável devido ao item E.2.

SEÇÃO F. Aprovação e Autorização

Não aplicável.

Apêndice 1: Informação de contato dos participantes do projeto

Organização	Lightger S.A.
Rua/Caixa Postal	Av. Marechal Floriano, 168 - Centro
Prédio	
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20080-002
País	Brasil
Telefone	+ 55 (21) 2211-4526
FAX	+ 55 (21) 2211-4526
E-Mail	marco.guimaraes@light.com.br
Web site	
Representado por	Marco Túlio Guimarães
Título	Diretor Administrativo Financeiro
Tratamento	Sr.
Sobrenome	Guimarães
Segundo nome	Túlio Campos
Nome	Marco
Departamento	
Celular	
FAX direto	+ 55 (21) 2211-4526
Telefone direto	+ 55 (21) 2211-4526
E-Mail pessoal	marco.guimaraes@light.com.br



Organização	Light Esco Prestação de Serviços S.A.
Rua/Caixa Postal	Av. Marechal Floriano, 168 - Centro
Prédio	
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20080-002
País	Brasil
Telefone	+ 55 (21) 2211-2856
FAX	+ 55 (21) 2211-2911
E-Mail	evandro.vasconcelos@light.com.br
Web site	
Representado por	Evandro Leite Vasconcelos
Título	Energy Director
Tratamento	Sr.
Sobrenome	Vasconcelos
Segundo nome	Leite
Nome	Evandro
Departamento	
Celular	
FAX direto	+ 55 (21) 2211-2911
Telefone direto	+ 55 (21) 2211-2856
E-Mail pessoal	evandro.vasconcelos@light.com.br

Apêndice 2: Informação sobre financiamento público

Não há financiamento público de países do Anexo I do Protocolo de Kyoto 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

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 termoeletricas. 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 ex-ante são calculadas seguindo a “*Ferramenta para cálculo do Fator de Emissão para um Sistema Elétrico*”. 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.



Os últimos dados disponíveis do fator de emissão da rede brasileira utilizado nos cálculos de reduções de emissão está disponível no link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333695.html%20#ancora>

Apêndice 5: Informações gerais sobre o plano de monitoramento

O monitoramento da atividade de projeto é baseado na metodologia de linha de base e monitoramento aplicáveis a este projeto e, como descrito nos itens B 7.1 e B 7.3. 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 eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”** – versão 13.0.0, bem como na **“Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”** versão 03.0.0.

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		

