



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO  
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO 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 de uma metodologia de linha de base e monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários dos atores

**Anexos**

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

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

Anexo 5: Bibliografia

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

Atividade do Projeto de MDL da Pequena Central Hidrelétrica Piedade.

Número da versão do DCP: 8

Data (DD/MM/AAAA): 27/01/2009

**A.2. Descrição da atividade do projeto:**

O objetivo principal da Pequena Central Hidrelétrica Piedade é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil (e da região da América Latina e Caribe).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu compromisso no sentido de atingir a meta de 10% de energia renovável em relação ao total da energia utilizada na região. Através de uma iniciativa dos Ministros do Meio Ambiente em 2002 (UNEP-LAC, 2002), realizou-se uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável [WSSD, do inglês "World Summit for Sustainable Development"] em Joanesburgo em 2002. No Plano de Implementação final da WSSD, não foram declarados metas ou cronogramas específicos; porém, sua importância foi reconhecida para atingir a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio<sup>1</sup>.

A Pequena Central Hidrelétrica Piedade é constituída por uma pequena central hidrelétrica nova (16 MW), que tem um reservatório pequeno (1,5 km<sup>2</sup>) com um impacto ambiental pequeno.

Piedade Usina Geradora de Energia S.A. é a proprietária da PCH Piedade. A empresa foi criada especificamente para administrar as atividades de Piedade. A principal acionista da Piedade Usina Geradora de Energia S.A. é a PST Energias Renováveis e Participações S.A. A PST investe preferivelmente em projetos de energia renovável. Os outros acionistas da PST são membros da família Gomes Lourenço, que também possuem a Construtora Gomes Lourenço Ltda. - uma das mais importantes empresas construtoras do país.

---

<sup>1</sup> Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): "*Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, incluindo a hidrelétrica, e sua transferência para os países em desenvolvimento na forma de concessão conforme acordo mútuo. Adotando um senso de urgência, aumentar de forma substancial a proporção global de fontes de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição em relação ao total da energia fornecida, reconhecendo o papel das metas nacionais e regionais voluntárias, bem como as iniciativas, onde existirem, e assegurando-se de que as políticas energéticas ofereçam apoio aos esforços dos países em desenvolvimento no sentido de erradicar a pobreza, e periodicamente avaliar os dados disponíveis de modo a analisar o progresso para tal fim.*"



O projeto fica na região sudeste do Brasil. Está localizado no rio Piedade, na cidade de Monte Alegre de Minas, estado de Minas Gerais. Monte Alegre de Minas é uma cidade com 18.061 habitantes (IBGE, 2006).

O Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Piedade melhora o fornecimento de eletricidade com energia hidrelétrica limpa e renovável, ao mesmo tempo em que contribui para o desenvolvimento econômico regional/local. As centrais hidrelétricas de pequena escala fornecem geração distribuída local, diferentemente do modo mais comum de trabalho, como as grandes centrais hidrelétricas e as de geração a gás natural construídas nos últimos cinco anos; esses projetos de pequena escala apresentam vantagens específicas para o local com relação a confiabilidade, transmissão e distribuição, o que inclui:

- maior confiabilidade e com interrupções mais curtas e com extensão menor;
- menores exigências com relação à margem de reserva;
- energia de melhor qualidade;
- perdas menores nas linhas;
- controle da energia reativa;
- mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição; e
- maior capacidade do sistema com investimento em T&D (transmissão e distribuição) menor.

Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam se o projeto não existisse. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO<sub>2</sub>), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse.

Pode-se afirmar que uma distribuição de renda justa é alcançada a partir da geração de empregos e de um aumento nos salários das pessoas; porém, a melhor distribuição de renda na região onde o Projeto Piedade está localizado é obtida principalmente com menos gastos e com renda maior nos municípios. O capital excedente que esses municípios terão poderia ser traduzido em investimentos em educação e saúde, o que beneficiará diretamente a população local, e terá impacto indireto para uma distribuição de renda mais justa. O gasto menor ocorre devido ao fato de que o dinheiro não será mais gasto nos mesmos níveis para "importar" eletricidade de outras regiões do país através da rede. Esse dinheiro ficaria na região e seria utilizado para fornecer serviços melhores à população, o que melhoraria a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica e evitaria a emigração. A população local receberá benefícios econômicos em função dos royalties pagos aos municípios pelos direitos hídricos concedidos à Pequena Central Hidrelétrica Piedade.

**A.3. Participantes do projeto:**

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

Nome da Parte envolvida (*) (anfitrião indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participantes do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Piedade Usina Geradora de Energia S.A. (Entidade privada)	Não
	Ecoinv Global Ltda. (Entidade privada)	

(\*) 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).

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

**A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:****A.4.1. Local da atividade do projeto:****A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

Brasil.

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

Estado de Minas Gerais (sudeste do Brasil).

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

Monte Alegre de Minas.

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

O projeto utiliza o potencial hídrico do rio Piedade, que faz parte da bacia do Paraná (Figura 1).



Figura 1 - Principais bacias hidrográficas brasileiras. O projeto está localizado na bacia “Leste-Sudeste” (Fonte: <http://www.portalbrasil.net/>)

A PCH Piedade está localizada no sudeste do Brasil, no estado de Minas Gerais, cidade de Monte Alegre de Minas (latitude 18° 41' 04'' Sul e longitude 49° 01' 28'' Oeste) (Figura 2).

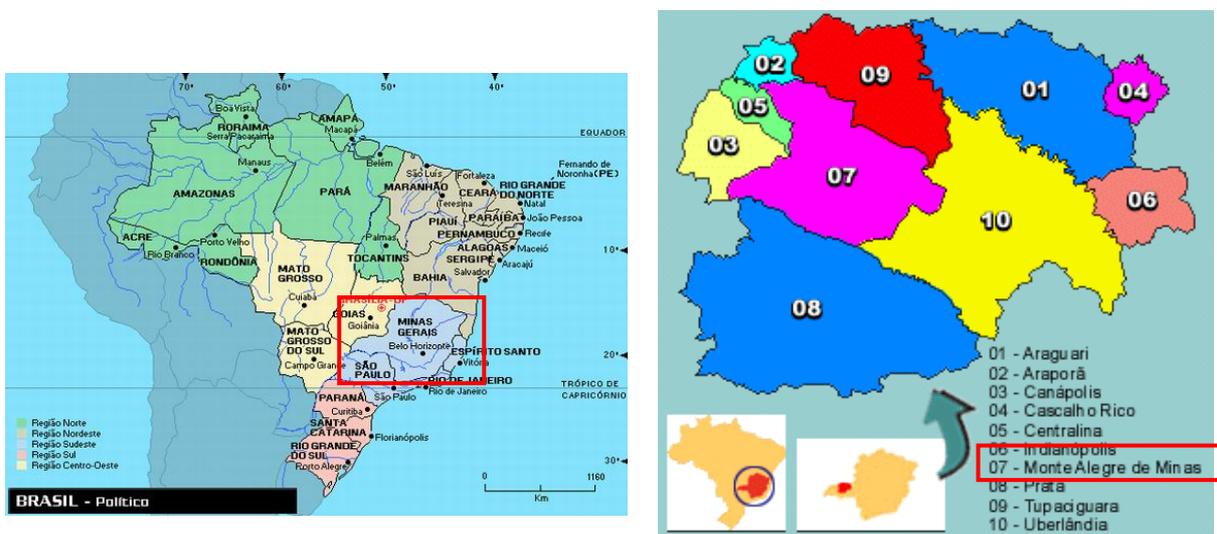


Figura 2 - Divisão política do Brasil mostrando o estado de Minas Gerais (Fonte: [Portal Brasil, 2006](#)) e a cidade envolvida na atividade do projeto (Fonte: [City Brazil, 2006](#)).

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

Setores de energia (fontes renováveis – energia hidrelétrica).

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

A tecnologia empregada no projeto Pequena Central Hidrelétrica Piedade é bem estabelecida no setor. A turbina Francis (Figura 3) é a mais largamente utilizada entre as hidroturbinas. Neste projeto, a turbina é produzida no Brasil com uma tecnologia sueca que melhora sua eficiência. Esta turbina é um tipo de turbina de reator hidráulico, na qual o fluxo sai das pás da turbina na direção radial. As turbinas Francis são comuns na geração de energia e são utilizadas em aplicações onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica média. A água entra na turbina através de uma carcaça com voluta, e é direcionada para as pás através de comportas de retenção. Então, a água com baixo momento deixa a turbina através de um tubo de retirada. No modelo, a vazão de água é fornecida por uma bomba centrífuga de velocidade variável. Aplica-se uma carga à turbina através de um freio magnético, e o torque é medido observando-se a deflexão de molas calibradas. O desempenho é calculado comparando-se a energia de saída com a energia fornecida.



**Figura 3 - Exemplo de uma turbina Francis**

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

A tecnologia e os equipamentos utilizados no projeto foram desenvolvidos e fabricados localmente e foram aplicados com sucesso a projetos semelhantes no Brasil e no mundo (Tabela 2).

**Tabela 2 - Especificações dos equipamentos usados na Pequena Central Hidrelétrica Piedade**

<b>Turbinas</b>	
Tipo	Francis
Fabricante	Mecamidi
Quantidade	2
Energia elétrica (MW)	8,247
Altura manométrica da água	123,70 m
<b>Geradores</b>	
Tipo	Síncrono
Fabricante	WEG
Quantidade	2
Potência nominal (MVA)	8,90
Tensão (KV)	6,9

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

Considerando a linha de base de 0,2654 tCO<sub>2</sub>e/MWh, aplicável às atividades do projeto de geração de energia renovável interligadas à rede no Brasil, a implementação completa da pequena central hidrelétrica interligada à rede elétrica interligada brasileira irá gerar a redução anual estimada mostrada na Tabela 3 abaixo.

**Tabela 3 - Estimativa de reduções de emissões do Projeto**

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões [tCO <sub>2</sub> e]
2009 (a partir de setembro)	7.503
2010	22.821
2011	22.821
2012	22.821
2013	22.821
2014	22.821
2015	22.821
2016 (até agosto)	15.318
Redução total estimada (tCO <sub>2</sub> e)	<b>159.749</b>
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de obtenção de créditos da redução estimada (tCO <sub>2</sub> e)	22.821

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

Este projeto não recebe qualquer financiamento público e não é um desvio da ODA.

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

ACM0002 – "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 7, 2007).

Versão 5.2 da "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade".

Versão 1 da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".

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

A metodologia ACM0002 (versão 7, 2007), para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis, usa margens derivadas, que foram aplicadas ao contexto da atividade do projeto pela determinação dos fatores de emissão para a rede interligada brasileira (sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto e no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão).

As condições de aplicabilidade para a metodologia ACM0002<sup>2</sup> são as seguintes:

- A PCH Piedade é uma nova central hidrelétrica com um reservatório pequeno. Sua densidade de potência é maior que 4 W/m<sup>2</sup>. Consulte a seção B.6.1 para ver o cálculo de densidade de potência.
- Esta atividade do projeto não envolve substituição de combustível fóssil por energia renovável no local do projeto.
- Os limites geográficos e do sistema da rede interligada brasileira são identificados e explicados na seção B.6.1.

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

Conforme descrito na metodologia ACM0002, a extensão espacial do limite do projeto inclui a central do projeto e todas as centrais interligadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a central do projeto de MDL está interligada.

As fontes de gases de efeito estufa e emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto são mostradas na tabela abaixo.

	Fonte	Gás	Incluído(a)?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Uso de energia elétrica	CO <sub>2</sub>	Sim	Para gerar eletricidade da forma como ocorre nas plantas termelétricas há emissão de gases de efeito estufa como o dióxido de carbono "CO <sub>2</sub> "
Atividade do projeto	Emissão do reservatório	CH <sub>4</sub>	Não	Esta fonte de emissão corresponde a emissões de GEE de reservatórios. Ela foi excluída porque a densidade de potência do reservatório é maior que 10 W/m <sup>2</sup> .

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

A atividade do projeto não modifica nem atualiza uma instalação de geração de eletricidade existente. Portanto, de acordo com a ACM0002, o cenário de linha de base é o seguinte:

---

<sup>2</sup> ACM0002 - "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis", versão 7, 36<sup>a</sup> Reunião do Conselho Executivo, 2007. UNFCCC, Conselho Executivo do MDL. Website: <http://cdm.unfccc.int/>



*“A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto seria, de outra forma, gerada pela operação das centrais interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), como descrito na Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.*

Por uma questão conservadora, consideramos que toda a energia na ausência da atividade do projeto será importada da rede interligada. Portanto, o cenário da linha de base é identificado como a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida por grandes usinas hidrelétricas e termelétricas ou por óleo diesel, no caso dos sistemas isolados.

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002, versão 7, 2007), o fator de emissão da linha de base é definido como  $EF_y$  e é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

O limite do projeto é definido pelas emissões direcionadas ou diretamente afetadas pelas atividades do projeto: construção e operação. Ele abrange o local geográfico e físico da fonte de geração de energia hidrelétrica, representado pela bacia correspondente ao rio do projeto, perto da instalação da central e da rede interligada.

Como o Brasil é um país grande com sistemas de despacho em camadas, será usada a definição de rede regional. O Brasil está dividido em cinco macrorregiões geográficas: Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. A maior parte da população concentra-se nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Assim a geração de energia e, conseqüentemente, a transmissão, estão concentradas em dois subsistemas. A expansão de energia se concentrou em duas áreas específicas:

- Norte/Nordeste: A eletricidade desta região é fornecida basicamente pelo rio São Francisco. Existem sete hidrelétricas no rio, com uma capacidade total instalada de cerca de 10,5 GW. 80% da região norte é alimentada por diesel. Entretanto, na cidade de Belém, capital do estado do Pará, onde estão localizadas as indústrias de alumínio e mineração, a eletricidade é fornecida por Tucuruí, a segunda maior hidrelétrica do Brasil;
- Sul/Sudeste/Centro-Oeste: A maior parte da eletricidade gerada no país está concentrada neste subsistema. Essas regiões também concentram 70% da geração do PIB no Brasil. Existem mais de 50 centrais hidrelétricas gerando eletricidade para este subsistema.

Os limites dos subsistemas são definidos pela capacidade de transmissão. As linhas de transmissão entre os subsistemas têm uma capacidade limitada e a troca de eletricidade entre esses subsistemas é difícil. A falta de linhas de transmissão força a concentração da eletricidade gerada em cada um dos próprios subsistemas. Assim, o subsistema interligado Sul/Sudeste/Centro-oeste da rede brasileira onde a atividade do projeto está localizada é considerado um limite.

Parte da eletricidade consumida no país é importada de outros países. Argentina, Uruguai e Paraguai fornecem uma parte muito pequena da eletricidade consumida no Brasil. Em 2003, cerca de 0,1% da eletricidade foi importada desses países. Em 2004, o Brasil exportou eletricidade para a Argentina, que



atravessava um período de escassez. A energia importada de outros países não afeta o limite do projeto nem o cálculo da linha de base.

Uma discussão extensa sobre a linha de base para geração de eletricidade para a rede interligada brasileira pode ser vista em *Esparta & Martins Jr. (2001)*<sup>3</sup>. Essa metodologia/abordagem da linha de base do projeto foi validada para uma atividade de MDL semelhante que consiste na expansão da capacidade energética de biomassa para centrais energéticas no Brasil.

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

A data de início do projeto é 17 de janeiro de 2007, que é a data em que o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica foi assinado. Isso foi após a data de validação do projeto, que foi disponibilizado para o público primeiro no website da UNFCCC em 1º de dezembro de 2006.

O projeto atende a todos os pré-requisitos de "adicionalidade" (veja a aplicação da "ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade"<sup>4</sup>, doravante denominada simplesmente "ferramenta de adicionalidade", a seguir) demonstrando que ele não ocorreria na ausência do MDL.

A "ferramenta de adicionalidade" deve ser aplicada para descrever como as emissões antropogênicas de GEEs são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência do Projeto Piedade. A ferramenta de adicionalidade fornece um modelo geral passo a passo para demonstração e avaliação da adicionalidade. Esses passos, numerados de 1 a 4, incluem:

1. Identificação de alternativas à atividade do projeto
2. Análise de investimentos e/ou
3. Análise de barreiras
4. Análise da prática comum

A aplicação da ferramenta de adicionalidade ao Projeto Piedade é apresentada a seguir.

**Passo 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto de acordo com as leis e normas vigentes**

***Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade do projeto:***

1. A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL.
2. A continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida por grandes usinas termelétricas e hidrelétricas.

<sup>3</sup> Esparta, A. R. J. & C. M. Martins Jr. (2002). *Brazilian Greenhouse Gases Emission Baselines from Electricity Generation*, [Linhas de base de emissões de gases de efeito estufa brasileiras a partir da geração de eletricidade] RIO 02 - Evento Mundial Sobre Clima e Energia, Rio de Janeiro - Brasil, 6 a 11 de janeiro.

<sup>4</sup> *Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade*. UNFCCC - CE39, 16 de maio de 2008, versão 5.2.

***Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias:***

Tanto a atividade do projeto como o cenário alternativo cumprem todas as normas aplicáveis. Não existem leis e/ou normas na região que proíbam a implementação das alternativas listadas acima.

**Passo 2. Análise de investimentos*****Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado***

A adicionalidade é demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento (opção III)

***Subpassos 2b e 2c - Opção III - análise de benchmark***

O indicador financeiro identificado para a atividade do projeto Piedade é a TIR do projeto<sup>5</sup> e o benchmark é derivado do benchmark interno da empresa (custo médio ponderado de capital da empresa - CMPC). Um segundo benchmark de terceiros identificado é o retorno mínimo considerado pelo Governo Federal na decisão de lançamento do programa Proinfra.

***Cálculo do custo médio ponderado de capital (CMPC)***

A taxa usada para descontar o fluxo de caixa do negócio é também conhecida como custo médio ponderado de capital (CMPC) e converte o fluxo de caixa futuro em um valor presente, considerando que tanto credores como acionistas esperam obter retorno em relação ao custo de oportunidade de investir recursos em um negócio específico, em vez de investir esses recursos em outro negócio de risco equivalente.

O princípio básico que deve ser seguido para calcular o CMPC é consistência com o método de valorização e com a definição de fluxo de caixa descontado. A fórmula usada para estimar o CMPC da companhia após os impostos é:

$$\text{CMPC} = [(Kd \times (1-t) \times Pd) + (Ke \times (1-Pd))]$$

Onde:

CMPC = Custo médio ponderado de capital

Kd = Custo da dívida (capital de terceiros)

t = IRPJ marginal

Pd = Dívida como percentagem da capitalização total

Ke = Custo do capital próprio

Considerando que Piedade está sendo financiado com capital próprio e com outros devedores, adotamos o caso de uma empresa alavancada para calcular o CMPC da empresa. O custo da dívida (Kd) é de 17,8% ao ano.

A linha de financiamento que a *Caixa Econômica* ofereceu a Piedade cobre 76,64% do projeto. Portanto, Pd é 76,64%. Piedade forneceu os outros 23,36%. A média do IRPJ marginal é de 25% ao ano.

Foi possível estimar o Custo do capital próprio (Ke) utilizando os parâmetros observados nos mercados financeiros globais, permitindo a aplicação do modelo CAPM. Partindo dessas premissas, o custo

---

<sup>5</sup> A TIR do projeto foi calculada de acordo com as especificações da “*Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos*”, versão 2.



do capital no Brasil deve estar próximo a um custo global de capital, ajustado para a inflação e a estrutura de capital locais. Deve-se observar que para o cálculo do diferencial de inflação usamos uma estimativa da diferença composta entre a taxa de inflação local e a taxa de inflação norte-americana durante dez anos. Além disso, para fins de cálculo, usamos um Beta, que mede o risco sistêmico de capital próprio dentro do setor da empresa, típico do setor de serviços ambientais. Assim, para calcular o custo do capital próprio de Piedade, usamos os seguintes parâmetros<sup>6</sup>:

#### **Custo do capital próprio – Piedade**

Rentabilidade da dívida BB soberana de 20 anos	<b>Mais</b>	13% a.a.
Prêmio de risco de crédito do BB em relação aos títulos de renda fixa do Tesouro dos EUA para 10 anos <sup>7</sup>	<b>Menos</b>	2,4% a.a.
Diferença entre as inflações norte-americana e brasileira durante 10 anos	<b>Mais</b>	4,65% a.a.
Prêmio do risco de capital próprio no mercado internacional <sup>8</sup>	<b>Mais</b>	8,66% a.a.
Ajuste de risco de capital próprio do mercado com Beta de 0 <sup>9</sup>	<b>Menos</b>	0% a.a.
<b>Custo do capital próprio com o risco-país brasileiro</b>		<b>23,8% a.a.</b>

Aplicando  $K_e = 23,8\%$  na fórmula a seguir:

$$CMPC = [(17,8\% \times (1 - 25\%) \times 76,64\%) + (23,8\% \text{ a.a.} \times 23,36\%)] = 15,8\% \text{ a.a.}$$

Portanto, o custo médio ponderado de capital de Piedade é igual a 15,8% a.a. e esse número será usado para descontar o fluxo de caixa da empresa em todo este estudo.

#### **Indicador financeiro, Taxa interna de retorno (TIR)**

O fluxo de caixa de Piedade (veja planilha anexa “[PLANILHA FINANCEIRA - CRÉDITO DE CARBONOS\\_v.2](#)”) mostra que a TIR do projeto sem RCEs, 11,68%, é menor que o CMPC de 15,8%. Isso evidencia que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor.

Além disso, há outro indicador financeiro que vale mencionar. Para implementar o programa PROINFA, o *Ministério de Minas e Energia* desenvolveu várias ações, das quais estabeleceu os parâmetros para calcular o valor econômico de projetos que desejam participar do programa. O Decreto nº 5.025, de 2004, menciona esses parâmetros e o governo indicou que a taxa de atratividade mínima a ser considerada em um projeto de energia é de 14,89%<sup>10</sup>. Assim, considerando-se esse valor, a atividade do projeto não pode ser considerada uma opção atraente.

<sup>6</sup> Copeland et al.; *Measuring and Managing the Value of Companies*; Third Edition.

<sup>7</sup> Fonte: Bloomberg

<sup>8</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/country/ERP.pdf>

<sup>9</sup> Não existe uma média ponderada do Beta para as Pequenas Centrais Hidrelétricas listadas na Bovespa.

<sup>10</sup> *Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte (VETEF)* do programa PROINFA.

**Subpasso 2d: Análise de sensibilidade**

Foi realizada uma análise de sensibilidade alterando-se os seguintes parâmetros:

- Aumento na receita do projeto
- Redução nos custos de operação

Aqueles parâmetros foram selecionados como sendo os mais prováveis para oscilar ao longo do tempo. Foram realizadas análises financeiras alterando cada um desses parâmetros em 10% e avaliando qual seria o impacto na TIR do projeto. A inflação média brasileira em 2006 foi igual a 3,14%<sup>11</sup>. O uso de 10% da variação nos custos e receitas da atividade do projeto foi escolhido de acordo com a *Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos* como um valor conservador. Veja os resultados na tabela a seguir.

Para obter o cálculo, veja a planilha anexa: “Análise de Sensibilidade.xls”). Como pode ser visto, a TIR do projeto permanece mais baixa que o benchmark no caso em que os parâmetros são alterados a favor do projeto.

**Tabela 4 - Análise de sensibilidade**

Cenário	% de alteração	TIR (%)
Original	-	11,68
Aumento na receita do projeto	10%	11,94
Redução nos custos do projeto	10%	13,32

**Resultado:** A TIR da atividade do projeto sem estar registrada como um projeto de MDL fica abaixo do benchmark do CMPC, evidenciando que a atividade do projeto não é financeiramente atraente. O conhecimento dos benefícios do registro do MDL foi os pontos-chave na tomada de decisão de implementar a atividade do projeto.

**Passo 3. Análise de barreiras**

*Não se aplica.*

**Passo 4. Análise da prática comum:****Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta:**

---

<sup>11</sup> O IPCA é usado como parâmetro para o sistema de metas de inflação. Em 2006, o crescimento acumulado do IPCA foi igual a 3,14%. Esse índice é publicado por várias instituições no país. Uma dessas instituições é o Banco Central do Brasil, em seus boletins anuais disponíveis em <http://www.bcb.gov.br/?BOLETIM2006>.

Um dos pontos que deve ser considerado na análise de investimento em um projeto de pequena hidrelétrica é a possibilidade de participar do Programa Proinfa do Governo Federal. Embora alguns projetos tenham iniciado a construção independentemente do Proinfa, o programa é considerado como uma das alternativas de financiamento mais viáveis para esses projetos, que fornecerão CCVEs de longo prazo e condições especiais de financiamento. Piedade não está participando do programa e está abordando o mercado à medida que estrutura seus projetos.

Tanto o processo de negociação de um CCVE com as companhias de serviços públicos como a obtenção de financiamento do BNDES têm sido muito difíceis. O BNDES também exige garantias excessivas para fornecer financiamento. Outros riscos e barreiras estão relacionados a questões técnicas e operacionais associadas com pequenas hidrelétricas, inclusive a capacidade de cumprirem o contrato CCVE e as possíveis multas por não cumprimento do contrato.

Independentemente dos riscos e barreiras mencionados acima, a principal razão do reduzido número de atividades do projeto semelhantes é o custo econômico. A viabilidade do projeto exige um contrato CCVE com uma concessionária, mas essas empresas não têm incentivos ou motivação para comprar a eletricidade gerada por projetos de pequena hidrelétrica.

A maioria dos desenvolvedores que financiou seus projetos fora do Proinfa considerou a entrada no MDL como fator decisivo para a conclusão dos seus projetos. Assim, segundo nosso conhecimento, a vasta maioria dos projetos semelhantes que está sendo desenvolvida no país participa do programa Proinfa e não do MDL. Entretanto, não existe nenhuma restrição oficial para que projetos provenientes de políticas públicas participem do MDL.

Somente 1,98% da capacidade instalada do Brasil provém de fontes de pequenas hidrelétricas (2 GW de 101 GW). Além disso, dos 7,8 GW em construção no país, somente 1,3 GW é de pequenas hidrelétricas. Muitos outros projetos ainda se encontram em desenvolvimento, esperando melhores oportunidades de investimento. A prática comum no Brasil tem sido a construção de centrais hidrelétricas de grande escala e, mais recentemente, de centrais termelétricas a combustível fóssil, com gás natural, que também recebem incentivos do governo. Já 21,3% da energia gerada no país vem de centrais termelétricas, e a tendência é que esse número aumente nos próximos anos, pois 50,23% dos projetos aprovados entre 1998 e 2008 são de centrais termelétricas (comparado com somente 12,2% de PCHs)<sup>12</sup>.

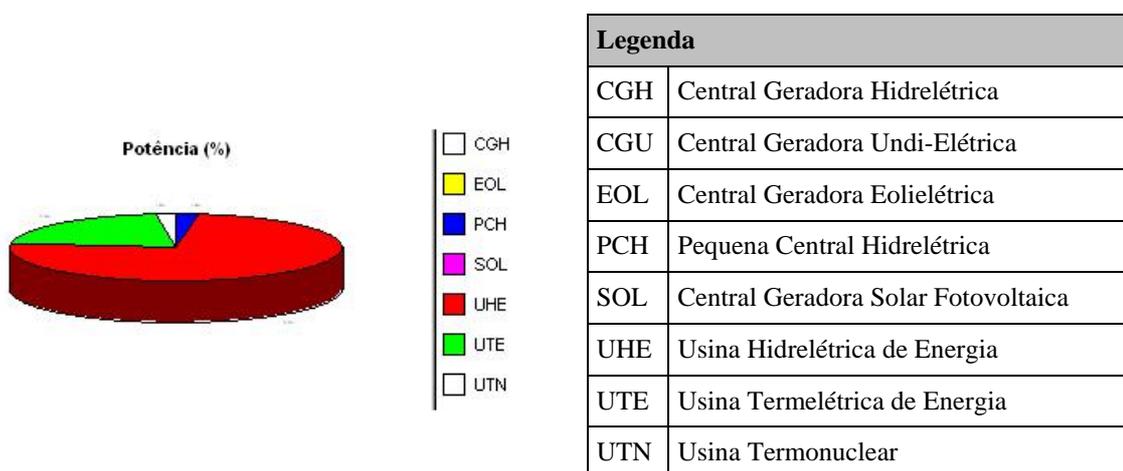


Figura 4 - Tipos operacionais de projeto (Fonte: Banco de Informações de Geração ANEEL<sup>13</sup>, 2007)

<sup>12</sup> ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

<sup>13</sup> Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>



Além disso, no mais recente leilão de energia, que ocorreu em 16 de dezembro de 2005, no Rio de Janeiro, foram dadas 20 concessões para novas centrais, das quais somente duas eram para PCHs (28 MW). Do total de 3.286 MW vendidos, 2.247 MW (68%) virão de centrais termelétricas, dos quais 1.391 se originam de centrais termelétricas a queima de gás natural, ou seja, 42% do total vendido<sup>14</sup>.

Os participantes do projeto (PPs) também realizaram uma pesquisa sobre as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) que entraram em operação a partir de 2005. Foi identificado o número de PCHs que recebeu algum tipo de incentivo financeiro (Proinfa ou MDL).

Tabela 5 – Entrada em operação de PCHs de 2005 a 2007.

Started operations in 2005																
	Name	State	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Proinfa
1	Camargo Corrêa	MT												2,00		
2	Comendador Venâncio	RJ			0,77											
3	Cristalino	PR								4,00					X	
4	Faxinal II	MT											10,00			
5	Furnas do Segredo	RS										9,80			X	
6	Ivan Botelho III	MG	12,20	12,20											X	
7	Ombreiras	MT							26,00						X	
8	Porto Góes	SP											14,30			
9	Salto Corgão	MT						13,50	13,50						X	
10	Santa Clara I	PR								3,60					X	
11	Santo Antônio	RS										4,50				
<b>PARTIAL TOTAL</b>			<b>12,20</b>	<b>12,20</b>	<b>0,77</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13,50</b>	<b>39,50</b>	<b>7,60</b>	<b>-</b>	<b>14,30</b>	<b>24,30</b>	<b>2,00</b>	<b>6</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL = 126,37 MW</b>																

<sup>14</sup> Rosa, Luis Pinguelli. Brasileiro. Jornal "Folha de São Paulo", 28 de dezembro de 2005.



Started operations in 2006																
	Name	State	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Proinfa
1	Aquarius	MS/MT									4,20				X	X
2	Camargo Corrêa	MT	2,00													
3	Canoa Quebrada	MT												28,00		X
4	Carlos Gonzatto	RS				9,00										X
5	Comendador Venâncio	RJ					0,84									
6	Esmeralda	RS												22,20		X
7	Fundão I	PR												2,48	X	
8	Garganta da Jararaca	MT											14,65	14,65	X	
9	Mosquitão	GO												30,00		X
10	Piranhas	GO												18,00		X
11	Rio Palmeiras I	SC							1,50							
12	Rio Palmeiras II	SC											1,38			
13	Sacre 2	MT									10,00	20,00			X	
14	Saldanha	RO			4,80										X	
15	Santa Edwiges I	GO											10,10		X	
16	Santa Edwiges II	GO	13,00												X	
17	São Bernardo	RS								15,00						X
18	Senador Jonas Pinheiro	MT									6,30					X
<b>PARTIAL TOTAL</b>			<b>15,00</b>	<b>-</b>	<b>4,80</b>	<b>9,00</b>	<b>0,84</b>	<b>-</b>	<b>1,50</b>	<b>15,00</b>	<b>20,50</b>	<b>20,00</b>	<b>26,13</b>	<b>115,33</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b>TOTAL = 228,1 MW</b>																

Started operations in 2007																
	Name	State	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Proinfa
1	Braço Norte IV	MT											14,00		X	
2	Buriti	MS		30,00											X	X
3	Caju	SC						3,20								
4	Contestado	SC											5,55			
5	Coronel Araújo	SC											5,55			
6	Faxinal dos Guedes	SC		4,00											X	
7	Flor do Sertão	SC							16,50							X
8	José Gelásio da Rocha	MT		23,70												X
9	Ludesa	SC								30,00						X
10	Mafrás	SC											2,16			
11	Primavera	RO		13,65	4,55										X	
12	Rondonópolis	MT												26,60		X
13	Santa Laura	SC										15,00				X
14	São João (Castelo)	ES				25,00									X	
<b>PARTIAL TOTAL</b>			<b>-</b>	<b>71,35</b>	<b>4,55</b>	<b>25,00</b>	<b>-</b>	<b>3,20</b>	<b>16,50</b>	<b>30,00</b>	<b>-</b>	<b>15,00</b>	<b>27,26</b>	<b>26,60</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
<b>TOTAL = 219,46 MW</b>																

**Fontes:** Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2007 e Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), 2007.

Com relação ao número de PCHs, das 41 que entraram em operação de 2005 a 2007, 16 receberam incentivos do MDL e 12 do Proinfa e 2 PCHs receberam incentivos de ambos os programas, totalizando 30



projetos com algum tipo de incentivo, o que representa 73% do total de PCHs. Em termos de capacidade instalada representa 90,6% de um total de 573,93 MW.

Para o ano específico de 2007, quando a construção de Piedade começou, entre as 14 PCHs que entraram em operação, 10 receberam incentivos. Em termos de capacidade instalada isso representa 92,5% de um total de 219,4 MW. As quatro PCHs restantes que entraram em operação em 2007 possuem uma capacidade instalada consideravelmente menor que a PCH Piedade – a maior capacidade instalada (5,5 MW) é um terço da capacidade instalada de Piedade. Por esta razão estas pequenas centrais hidrelétricas não são comparáveis à PCH Piedade.

Além disso, considerando apenas o estado de Minas Gerais - o estado onde a planta está localizada - durante o período analisado, apenas uma PCH entrou em operação em 2005. Entretanto, essa planta corresponde a um projeto de MDL e não deve ser considerada. Expandindo a análise para o subsistema sul/sudeste/centro-oeste, que é aquele ao qual a planta está interligada, pode-se perceber que apenas uma PCH com capacidade instalada comparável entrou em operação no estado de São Paulo.

É importante ressaltar que projetos hidrelétricos podem se diferenciar significativamente um do outro considerando a região em que são implantados, clima, topografia, disponibilidade de linhas de transmissão, vazão regular do rio, etc. Por estas razões é extremamente difícil e não razoável comparar diferentes potenciais hidroelétricos e plantas. Além disso, plantas hidroelétricas não podem ser otimamente instaladas (próximas de centros de carga e linhas de transmissão) e facilmente transferidas (transferidas para uma nova região onde uma tarifa melhor é oferecida) como, por exemplo, plantas modulares movidas à combustíveis fósseis (diesel, gás natural). Diferenças podem ser ainda maiores se não é possível armazenar um grande volume de água, como no caso das pequenas centrais hidrelétricas.

Adicionalmente, o Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599 quilômetros quadrados<sup>15</sup> (com mais de 4.000 km de distância tanto no eixo norte-nordeste quanto no eixo leste-oeste) e 6 distintas regiões climáticas: subtropical, semi-árido, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântico (tropical úmido).

A PCH Piedade está localizada no estado de Minas Gerais na região sudeste, a região com maior carga do país, que apresenta clima tropical e tropical de altitude. Porto Góes, que é a única PCH comparável em termos de capacidade instalada e está localizada no estado de São Paulo, também na região sudeste do país, no entanto, apresente climas subtropical, tropical atlântico e tropical de altitude.

Estes vários tipos de clima obviamente influenciam nos aspectos técnicos relacionados com a implantação de uma PCH. Neste sentido, não é razoável assumir que todos os projetos hidrelétricos são comparáveis.

A partir destes resultados, fica claramente demonstrado que a prática comum para PCHs é a implementação da atividade por meio dos incentivos do MDL. Pelos números apresentados acima, pode ser comprovado que é necessário um incentivo forte para promover a construção de projetos de energia renovável no Brasil, situação que inclui as PCHs.

#### ***Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:***

A maioria das pequenas hidrelétricas no Brasil exigiram alguma fonte de incentivo financeiro para serem construídas nos últimos anos. Além disso, fica demonstrado que a construção de pequenas

---

<sup>15</sup> Available at: [http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/cartografia/default\\_territ\\_area.shtm](http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm).



hidrelétricas SEM incentivos financeiros são casos específicos e que a NECESSIDADE de incentivos financeiros é a prática comum.

Com relação à rede, demonstrou-se que a construção das PCHs não é uma prática comum no país. No caso de construções de atividades similares no estado, pode-se perceber que os incentivos financeiros são uma prática comum, pois 100% da capacidade instalada da região foram obtidos por meio de algum tipo de incentivo.

Em resumo, este projeto não pode ser considerado prática comum e, portanto, não é um cenário usual de negócio. E fica claro que, na ausência do incentivo criado pelo MDL, este projeto não seria o cenário mais atraente.

## **B.6. Reduções de emissões:**

### **B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:**

De acordo com a metodologia selecionada aprovada (ACM0002, 2007) o fator de emissão de linha de base ( $EF_y$ ) é calculado usando a ferramenta metodológica “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”. De acordo com essa ferramenta, os participantes do projeto devem aplicar os seguintes seis passos ao cálculo da linha de base:

PASSO 1 - Identificar o sistema de energia elétrica relevante.

PASSO 2 - Selecionar um método da margem de operação (OM).

PASSO 3 - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado.

PASSO 4 - Identificar o grupo de unidades geradoras que devem ser incluídas na margem de construção (BM).

PASSO 5 - Calcular o fator de emissão da margem de construção.

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

- **PASSO 1** - Identificar o sistema de energia elétrica relevante

Com o objetivo de determinar os fatores de emissão da eletricidade, o sistema elétrico do projeto é definido pela extensão espacial das centrais que estão fisicamente interligadas através de linhas de transmissão e distribuição à atividade do projeto (p.ex. a localização da central renovável ou dos consumidores onde a eletricidade é usada) e que podem ser despachadas sem restrições significativas de transmissão.

De modo semelhante, um sistema elétrico interligado (por exemplo, nacional ou internacional) é definido como sendo um sistema elétrico interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto. As centrais no sistema elétrico interligado podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão, mas a transmissão para o sistema elétrico do projeto apresenta uma restrição significativa na



transmissão.

Consulte o Anexo 3 para obter a identificação do sistema de energia elétrica relevante para o cálculo do fator de emissão da rede, que é a sul/sudeste/centro-oeste.

- **PASSO 2** - Selecionar um método da margem de operação (OM)

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ( $EF_{grid,OM,y}$ ) baseia-se em um dos seguintes métodos:

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

A margem de operação da análise dos dados de despacho deve ser a primeira escolha metodológica. Uma vez que o operador nacional do sistema elétrico brasileiro não forneceu dados suficientes, a opção não está atualmente disponível. A margem de operação simples poderá ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/inflexíveis<sup>16</sup> constituírem menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nos valores normais de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A participação da energia hidrelétrica em relação à produção total de eletricidade para o sistema interligado brasileiro sul/sudeste/centro-oeste é muito maior que 50% (veja a tabela 8 abaixo), o que faz com que a margem de operação simples não se aplique ao projeto.

**Tabela 6 - Participação da geração de energia hidrelétrica no sistema interligado brasileiro S-SE-CO, de 2002 a 2006 (ONS, 2007).**

Ano	Participação de energia hidrelétrica (%)
2002	88,9%
2003	90,7%
2004	86,9%
2005	88,2%
2006	86,1%

A quarta alternativa, uma margem de operação média, é uma simplificação excessiva e não reflete, de forma alguma, o impacto da atividade do projeto na margem de operação. Assim, a margem de operação simples ajustada será usada no projeto.

- **PASSO 3** - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O fator de emissão da margem de operação simples ajustada ( $EF_{OM,adjusted,y}$  em  $tCO_2/MWh$ ) é uma variação da margem de operação simples, onde as fontes de energia (inclusive importações) são separadas entre fontes de energia de baixo custo/inflexíveis ( $k$ ) e outras fontes de energia ( $j$ ):

---

<sup>16</sup> Custos baixos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (AM0015, 2004).

$$EF_{OM, simple-adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_j F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

- $\lambda_y$  é a proporção de horas no ano  $y$  (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
  - $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$  é o total de combustível  $i$  (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia  $j$  (análogo para fontes  $k$ ) em ano(s)  $y$ ,
  - $COEF_{i,j}$  é o coeficiente de  $CO_2$  e de combustível  $i$  ( $tCO_2e$  / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia  $j$  (análogo para fontes  $k$ ) e a oxidação percentual do combustível em ano(s)  $y$  e
  - $\sum_j GEN_{j,y}$  é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte  $j$  (análoga para fontes  $k$ ).
- **PASSO 4** - Identificar o grupo de unidades geradoras que deve ser incluído na margem de construção (BM)

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

- (a) O conjunto das cinco unidades geradoras que foi construído mais recentemente ou
- (b) O conjunto das adições de capacidade elétrica no sistema elétrico que abrange 20% da geração do sistema (em MWh) e que foi construído mais recentemente.

Os participantes do projeto devem usar o conjunto de unidades geradoras que abrange a maior geração anual que, no caso do Brasil, é a opção b. O número de plantas e a geração de energia correspondente nos anos 2005, 2006 e 2007 foi:

- 74 plantas correspondendo a 63.102.326 WWWh em 2005
- 76 plantas correspondendo a 63.038.423 WWWh em 2006
- 85 plantas correspondendo a 69.069.352 WWWh em 2007

- **PASSO 5** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ( $EF_{BM,y}$ )

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração ( $tCO_2/MWh$ ) de todas as unidades geradoras  $m$  durante o ano mais recente  $y$  para o qual os dados da geração de energia elétrica estão disponíveis, calculado como a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 2}$$

Onde  $F_{i,m,y}$ ,  $COEF_{i,m}$  e  $GEN_{m,y}$  são análogas às variáveis descritas para o método da margem de operação simples (ACM-0002) para as plantas  $m$ , com base nas informações mais atuais disponíveis sobre as plantas já construídas.

- **STEP 6** – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)  $EF_y$ .

A margem combinada é calculada da seguinte maneira:

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y}$$

Onde os pesos  $w_{OM}$  e  $w_{BM}$ , por padrão, são 50% (ou seja,  $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$ ).

Por fim, as emissões de linha de base são calculadas utilizando-se a geração anual (eletricidade anual do projeto despachada à rede) vezes a taxa de emissão média de CO<sub>2</sub> da linha de base estimada, como a seguir:

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

As reduções de emissões pela atividade do projeto ( $ER_y$ ) durante um determinado ano  $y$  são o produto do fator de emissões da linha de base ( $EF_y$ , em tCO<sub>2</sub>e/MWh) multiplicado pela eletricidade fornecida pelo projeto à rede ( $EG_y$ , em MWh), como a seguir:

$$ER_y = EF_y \cdot EG_y$$

Além disso, de acordo com a ACM0002, versão 7, CE 36, novos projetos de hidrelétricas com reservatórios devem considerar as emissões do projeto, estimadas da seguinte forma:

- a) se a densidade de potência ( $PD$ ) da central for maior que 4 W/m<sup>2</sup> e menor ou igual a 10 W/m<sup>2</sup>:

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

Onde:

$PE_y$  = Emissão do reservatório expressa como tCO<sub>2</sub>e/ano.

$EF_{Res}$  = é o fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios e o valor padrão conforme o CE23 é 90 kg CO<sub>2</sub>e/MWh.

$TEG_y$  = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano  $y$  (MWh).



b) Se a densidade de potência ( $PD$ ) do projeto for maior que  $10 \text{ W/m}^2$ ,  $PE_y = 0$ . A densidade de potência da atividade do projeto é calculada da seguinte forma:

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

Onde:

$PD$  = Densidade de potência da atividade do projeto, em  $\text{W/m}^2$ .

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

$Cap_{BL}$  = Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W). Para novas centrais hidrelétricas, esse valor é zero.

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

$A_{BL}$  = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio ( $\text{m}^2$ ). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

Não havia reservatório no local onde a atividade do projeto está localizada antes de sua construção. Portanto, a densidade de potência é calculada da seguinte forma:

$$PD = \frac{16 \times 10^6 - 0}{1.5 \times 10^6 - 0} = 10.67 \text{ W} / \text{m}^2$$

Conforme apresentado acima, a densidade de potência da atividade do projeto é maior que  $10 \text{ W/m}^2$ . Dessa forma,  $PE_y = 0$  e a opção b) se aplica ao projeto.

As emissões indiretas podem ser consequência da construção do projeto, do transporte de materiais e combustível e de outras atividades a montante. Entretanto, nenhuma fuga líquida significativa dessas atividades foi identificada e os participantes do projeto não precisam considerar essas fontes de emissão como fugas.

#### B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$Cap_{BL}$
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado usada:	Local do projeto
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos	A metodologia à qual este valor deve ser aplicado ou novas centrais hidrelétricas.



de medição realmente aplicados:	
Comentário:	

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$A_{BL}$
Unidade do dado:	$m^2$
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado usada:	Local do projeto
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A metodologia à qual este valor deve ser aplicado ou novas centrais hidrelétricas.
Comentário:	

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_y$
Unidade do dado:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002, versão 7, 2007.
Valor aplicado:	0,2654
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O fator de emissão da linha de base ( $EF_y$ ) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores de margem de operação (OM) e margem de construção (BM). Os cálculos desta margem combinada foram feitos com base nos dados de fontes oficiais (Operador Nacional do Sistema Elétrico para os dados de geração de energia; decisão do CE relativa às informações de eficiência termodinâmica de energia por tipo de combustível) com nível muito baixo de incerteza e disponibilizados ao público.
Comentário:	

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_{OM,y}$
Unidade do dado:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem de operação de CO <sub>2</sub> da rede em um ano $y$
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002, versão 7, 2007.
Valor aplicado:	0,4599
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com a ACM0002, versão 7, 2007, a opção escolhida para o cálculo do fator de emissão neste projeto é a opção (a): fator da margem de operação simples ajustada. Essa escolha se deve ao fato de que, no Brasil, ainda que a maior parte da energia produzida no país seja proveniente de energia hidrelétrica, a maioria desses investimentos de baixo custo em hidrelétricas está esgotada. Assim, surge a possibilidade de investimentos em fontes não renováveis, como em centrais termelétricas. Como as usinas térmicas usam



	fóssil, essas companhias acabam tendo custos operacionais mais altos do que as hidrelétricas. Como resultado, é provável que sejam deslocadas por qualquer hidrelétrica adicionada à rede. Veja mais detalhes na seção B.6.1.
Comentário:	

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_{BM,y}$
Unidade do dado:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem de construção de CO <sub>2</sub> da rede em um ano y
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).
Valor aplicado:	0,0709
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada ACM0002, versão 7, 2007. Veja mais detalhes na seção B.6.1.
Comentário:	

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$\lambda_y$
Unidade do dado:	Sem unidade
Descrição:	Fração de tempo durante a qual os recursos de baixo custo/inflexíveis ficam na margem
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS
Valor aplicado:	$\lambda_{2005}=0,5275, \lambda_{2006}=0,4185, \lambda_{2007}=0,5452$
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada ACM0002, versão 7, 2007. Veja mais detalhes na seção B.6.1.
Comentário:	

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$F_{i,y}$
Unidade do dado:	Massa de volume
Descrição:	Quantidade de combustível fóssil consumida por cada central
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS
Valor aplicado:	$\frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}}$ Veja os dados na tabela abaixo
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Comentário:	Como a quantidade de valores/dados é extraordinariamente grande, ela será omitida aqui. Os dados estão disponíveis mediante solicitação, junto com o fator de emissão para cálculos de rede.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$COEF_{i,j}$
--------------------------	--------------



Unidade do dado:	tCO <sub>2</sub> / unidade de massa ou volume
Descrição:	Coefficiente de emissão de CO <sub>2</sub> de cada tipo de combustível i
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS
Valor aplicado:	$\frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}}$ <p>Veja os dados na tabela abaixo</p>
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Comentário:	Como a quantidade de valores/dados é extraordinariamente grande, ela será omitida aqui. Os dados estão disponíveis mediante solicitação, junto com o fator de emissão para cálculos de rede.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	<b>GEN<sub>j/k/n,y</sub></b>
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Geração de eletricidade de cada fonte/planta de energia j, k, ou n no ano y
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS
Valor aplicado:	$\frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}}$ <p>Veja os dados na tabela abaixo</p>
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Comentário:	Como a quantidade de valores/dados é extraordinariamente grande, ela será omitida aqui. Os dados estão disponíveis mediante solicitação, junto com o fator de emissão para cálculos de rede.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	<b>GE<sub>j/k/n,y</sub> IMPORTS</b>
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Importações de eletricidade para o sistema elétrico do projeto
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS
Valor aplicado:	$\frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}}$ <p>Veja os dados na tabela abaixo</p>
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Comentário:	Como a quantidade de valores/dados é extraordinariamente grande, ela será omitida aqui. Os dados estão disponíveis mediante solicitação, junto com o



	fator de emissão para cálculos de rede.
--	---

<b>Dado / Parâmetro:</b>	<b>COEF i/j,y, imports</b>
Unidade do dado:	tCO2/ unidade de massa ou volume
Descrição:	Coefficiente de emissão de CO2 de combustíveis usados em sistemas elétricos interligados (se ocorrerem importações)
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS
Valor aplicado:	$\frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}}$ <p>Veja os dados na tabela abaixo</p>
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Comentário:	Como a quantidade de valores/dados é extraordinariamente grande, ela será omitida aqui. Os dados estão disponíveis mediante solicitação, junto com o fator de emissão para cálculos de rede.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$\frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}}$
Unidade do dado:	tCO2/MWh
Descrição:	Margem de operação para fontes de energia <i>j</i> não de baixo custo/inflexíveis
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Valor aplicado:	2005: 0.9653 2006: 0.8071 2007: 1,0000
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Tanto a eletricidade gerada nas centrais da rede como a eletricidade importada estão incluídas.
Comentário:	

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

Conforme descrito na seção B.6.1, as reduções de emissões (*ER*) deste projeto são calculadas diretamente da eletricidade fornecida pelo projeto à rede (*EG*) multiplicada pelo fator de emissão (*EF*). As informações detalhadas do cálculo do fator de emissão estão descritas no Anexo 3.

A futura eletricidade fornecida pelo projeto à rede é estimada com base na capacidade instalada da central hidrelétrica e no seu fator de capacidade. A estimativa de geração de energia é apresentada na seção dos parâmetros monitorados.

Para o cálculo de *EF*, primeiro os fatores  $\lambda_y$  são calculados como indicado na metodologia ACM0002, versão 7, 2007, com dados obtidos do banco de dados do ONS. Figura 5, Figura 6 e Figura 7 no Anexo 3 apresentam as curvas de duração da carga e  $\lambda_y$ , os cálculos para os anos 2005, 2006 e 2007, respectivamente. Os resultados são apresentados na Tabela 7.

**Tabela 7- Proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem no sistema S-SE-CO para o período de 2003 a 2005 (ONS-ADO, 2006).**

Ano	$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}$ [tCO <sub>2</sub> /MWh]	$\lambda_y$ [%]
2005	0,9653	0,5275
2006	0,8071	0,4185
2007	1,000	0,5452

Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular  $EF_{OM, simple-adjusted, 2005-2007}$  como a média ponderada da capacidade de geração de  $EF_{OM, simple-adjusted, 2005}$ ,  $EF_{OM, simple-adjusted, 2006}$  e  $EF_{OM, simple-adjusted, 2007}$  e  $\lambda_y$  à Equação 6:

$$EF_{grid, OM-DD, 2007} = 0,4599 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

Aplicando os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico à Equação 10, os 20% da geração do sistema das mais recentemente construídas têm a maior geração anual, resultando em:

$$EF_{BM, 2007} = 0,0709 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

Com esses números aplicados à fórmula apresentada no passo 6 da seção B.6.1., obtemos:

$$EF_y = 0,5 \times 0,4599 + 0,5 \times 0,0709$$

$$EF_y = 0,2654 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

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

Ano	Estimativa das emissões da atividade do projeto (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa das emissões de linha de base (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa das fugas (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa do total de reduções de emissões (toneladas de CO <sub>2</sub> e)
2009 (a partir de setembro)	0	7.503	0	7.503
2010	0	22.821	0	22.821
2011	0	22.821	0	22.821
2012	0	22.821	0	22.821
2013	0	22.821	0	22.821
2014	0	22.821	0	22.821
2015	0	22.821	0	22.821
2016 (até agosto)	0	15.318	0	15.318
<b>Total (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	<b>0</b>	<b>159.749</b>	<b>0</b>	<b>159.749</b>

**B.7 Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:****B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:**

<b>Dado / Parâmetro:</b>	EGy
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede.
Fonte do dado a ser usada:	Medidor de energia ou controles internos e nota fiscal de compra de eletricidade do Patrocinador do Projeto, ou evidências obtidas da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, entidade governamental brasileira que monitora a eletricidade na rede interligada nacional.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	85.988 MWh/ano
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição eletrônica contínua e gravação semanal.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados no Anexo 4 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal). Medidas e monitorados anualmente.
Comentário:	A eletricidade alimentada na rede é monitorada pelo Projeto e também pelo comprador de energia. Assim, é possível fazer uma verificação cruzada de todas as informações de geração para garantir sua exatidão. A eletricidade gerada pela



	atividade do projeto e exportada para a rede foi estimada multiplicando-se a capacidade instalada da planta pelo fator de capacidade de 61,35% e pelo número de horas do ano. O fator de capacidade foi estimado dividindo-se a energia assegurada (9,816 MW) pela capacidade instalada da planta (16 MW).
--	--

<b>Dado / Parâmetro:</b>	TEGy
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y.
Fonte do dado a ser usada:	Relatórios de medição de energia na planta de geração
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	87.278
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	n/a
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados no Anexo 4 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal). Medição horária e registro mensal.
Comentário:	Os dados serão arquivados nos formatos eletrônico e impresso. A diferença entre a eletricidade total produzida pela planta (TEGy) e a energia despachada à rede (EGy) corresponde à energia fornecida para as cargas internas. A energia das cargas internas está estimada em 1,5% da eletricidade total produzida pela planta e exportada à rede (EGy). A eletricidade fornecida para as cargas internas também será monitorada pelos participantes do projeto.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	Cap <sub>PJ</sub>
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado a ser usada:	Dados oficiais.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	16 x 10 <sup>6</sup>
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	n/a
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Anual
Comentário:	Os dados serão arquivados em formato impresso.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	A <sub>PJ</sub>
Unidade do dado:	m <sup>2</sup>



Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.
Fonte do dado a ser usada:	Dados oficiais.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	$1.5 \times 10^6$
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	n/a
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Anual
Comentário:	Os dados serão arquivados em formato impresso.

**B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:**

A metodologia aplicável a este projeto é a metodologia consolidada aprovada de monitoramento ACM0002, versão 7, 2007 – "Metodologia consolidada de monitoramento para geração de eletricidade interligada à rede com emissões zero a partir de fontes renováveis".

Ela consiste no uso de equipamentos de medição projetados para registrar e verificar no sentido bidirecional a energia gerada pela instalação. Esta medição de energia é essencial para verificar e monitorar as reduções de emissões de GEE. O plano de monitoramento permite o cálculo das emissões de GEEs geradas pela atividade do projeto de maneira direta, aplicando o fator de emissão da linha de base.

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

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

Data de conclusão da versão final desta seção de linha de base (DD/MM/AAAA): 24/09/2008.

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

Empresa: Ecoinv Global Ltda. (Participante do projeto)  
Endereço: Rua Padre João Manoel, 222  
Código postal + cidade: 01411-000 São Paulo, SP  
País: Brasil  
Contato: Ricardo Esparta  
Cargo: Diretor  
Telefone: +55 (11) 3063-9068  
Fax: +55 (11) 3063-9069  
E-mail: [ricardo.esparta@ecoinv.com.br](mailto:ricardo.esparta@ecoinv.com.br)

A Ecoinv Global é a consultora do projeto e também participante do projeto.

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

A data de início do projeto é marcada pelo **fechamento financeiro, pelos principais pedidos de equipamentos, pela concessão da permissão de construção ou pelo início da construção**, o que acontecer primeiro. Essas datas foram identificadas conforme abaixo:

- **Fechamento financeiro:** Dezembro de 2007 (assinatura do contrato com a instituição financeira)
- **Principais pedidos de equipamentos:** Agosto de 2007
- **Concessão da permissão de construção:** Outubro de 2007
- **Início da construção:** Outubro de 2007

No entanto, o projeto vendeu parte de sua geração de energia em 17 de janeiro de 2007. Essa é a data em que a empresa assinou o CCVE (Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica). Apesar de não representar o fechamento financeiro, eles se comprometeram com os termos do contrato, assumindo que a hidrelétrica seria implementada. Assim, essa será considerada a data de início do projeto.

**C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade do projeto:**

30a-0m

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

01/09/2009 ou na data de registro da atividade do projeto de MDL, o que for posterior.

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

7a-0m

**C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:****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, inclusive dos impactos transfronteiriços:**

Em relação às permissões ambientais, é exigido que o proponente de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão e operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou de qualquer atividade que possa ocasionar degradação ambiental obtenha uma série de permissões da agência ambiental do respectivo estado. Além disso, qualquer uma dessas atividades exige a preparação de um relatório de avaliação ambiental, antes da obtenção das permissões de construção e operação. Três tipos de permissão são necessários. O primeiro é a permissão preliminar (*Licença Prévia* ou L.P.) emitida durante a fase de planejamento do projeto e que contém as exigências básicas que devem ser atendidas durante os estágios de construção e de operação. O segundo é a permissão de construção (*Licença de Instalação* ou L.I.) e o último é a permissão de operação (*Licença de Operação* ou L.O.).

A preparação de uma Avaliação do Impacto Ambiental é obrigatória para obter as licenças de instalação e operação. No processo foi preparado um relatório contendo uma investigação dos seguintes aspectos:

- Impactos no clima e na qualidade do ar.
- Impactos geológicos e no solo.
- Impactos na hidrologia (água subterrânea e de superfície).
- Impactos na flora e na vida animal.
- Sócio-econômicos (infra-estrutura necessária, aspectos legais e institucionais, etc.)

Da perspectiva do processo ambiental existem dois tipos de pequenos projetos hídricos: (a) os que precisam preparar somente um RAP (Relatório Ambiental Preliminar) e (b) os que precisam definir outras avaliações, denominadas EIA (Estudo de Impacto Ambiental) e RIMA (Relatório de Impacto Ambiental). Posteriormente, a agência ambiental local pode solicitar outra avaliação denominada P.B.A (*Projeto Básico Ambiental*) para os dois tipos de projeto.

Para iniciar o processo de obtenção de licenças ambientais todo projeto hídrico tem que confirmar que o seguinte não ocorrerá:

- Inundação de terras indígenas e áreas históricas quilombolas;
- Inundação de áreas de preservação ambiental;
- Inundação de áreas urbanas;
- Inundação de áreas onde ocorrerá expansão urbana no futuro próximo;
- Eliminação de patrimônio natural;
- Perdas expressivas provenientes de outras utilizações de água;
- Inundação de áreas históricas protegidas; e
- Inundação de cemitérios e de outros locais sagrados.



O processo começa com uma análise prévia (estudos preliminares) feitos pelo departamento de meio ambiente local. Depois disso, se o projeto for considerado ambientalmente viável, os patrocinadores têm que preparar o RAP (*Relatório Ambiental Preliminar*), que é composto basicamente pelas seguintes informações:

- Razões para a implementação do projeto;
- Descrição do projeto, inclusive informações relativas ao reservatório e à companhia de serviços públicos;
- Diagnóstico Ambiental Preliminar, mencionando os principais aspectos bióticos e antrópicos;
- Estimativa preliminar dos impactos do projeto; e
- Possíveis medidas de mitigação e programas ambientais.

O resultado de um envio bem-sucedido dessas avaliações é a licença prévia (LP), que reflete o entendimento positivo da agência ambiental local sobre os conceitos ambientais do projeto. Para obter a licença de instalação (LI), será necessário apresentar um destes: (a) informações adicionais sobre a avaliação anterior; (b) uma avaliação nova, simplificada e mais detalhada; ou (c) o “Projeto Ambiental Básico”, conforme resolução da agência ambiental local na LP emitida. A licença de operação (LO) será obtida como resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção, realizados para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local foram satisfeitas.

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

Em relação às permissões regulatórias, a resolução nº 399 da ANEEL, emitida em 12 de agosto de 2003 autorizou a Construtora Gomes Lourenço Ltda. a transferir a autorização anterior para a Piedade Usina Geradora de Energia S.A. O Projeto Básico da PCH Piedade foi aprovado de acordo com o Despacho nº 2.077 da ANEEL, emitido em 4 de julho de 2007.

O projeto possui as licenças ambientais necessárias. As licenças foram emitidas pela agência ambiental do estado, FEAM (*Fundação Estadual do Meio Ambiente*), a LI nº124/2006 foi emitida em 13 de novembro de 2006, com validade até 6 de maio de 2007. A LI foi renovada em 24 de abril de 2007 e será válida até 6 de maio de 2010. Todos os documentos relacionados ao licenciamento operacional e ambiental são públicos e podem ser obtidos na agência ambiental do estado (FEAM-MG).

## **SEÇÃO E. Comentários dos atores**

### **E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:**

A Resolução brasileira 279 do CONAMA de junho de 2001 estabelece que as centrais hidrelétricas com menos de 10 MW de potência instalada não precisam elaborar um EIA (Estudo de Impacto Ambiental). A Pequena Central Hidrelétrica Piedade é uma central hidrelétrica de 16 MW. Quando é necessário elaborar o EIA, também é exigida uma audiência pública.



No entanto, a legislação exige o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no *Diário Oficial do Estado* e no jornal regional para que o processo seja público e para permitir comentários dos atores.

Além dos comentários dos atores, solicitados para obtenção das licenças ambientais, a Autoridade Nacional Designada brasileira, "*Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*", solicita comentários dos atores locais e o relatório de validação emitido por uma EOD autorizada de acordo com a Resolução nº 1, emitida em 11 de setembro de 2003, para fornecer a carta de aprovação. A Resolução determina cópias das solicitações de comentários enviadas pelos proponentes de projetos pelo menos aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades do projeto:

- Governos municipais e Câmaras de Vereadores;
- Agências ambientais do estado e do município;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Associações comunitárias;
- Procurador Público do Estado para o Interesse Público;

Foram enviadas, em 5 de julho de 2007, cartas-convite para os seguintes agentes (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação):

- Prefeitura de Monte Alegre de Minas
- Assembléia Municipal de Monte Alegre de Minas
- Agência Ambiental do estado de Minas Gerais
- Agência Ambiental de Monte Alegre de Minas
- Procurador Público para o Interesse Público do Estado de Minas Gerais
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento
- APAE - Associação de Pais de Amigos dos Excepcionais de Monte Alegre

O DCP do projeto esteve disponível para comentários durante o estágio de validação no website da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima mais recentemente, de 24 de abril de 2008 a 23 de maio de 2008, pois qualquer pessoa pode ter acesso ao documento mencionado a partir de uma fonte legítima. A partir daquele momento, o DCP ficou disponível no link a seguir:

<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/NNVNVU3KIQLPU7XYZTSP4QM6RZ3G03/view.html>

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

O FBOMS enviou uma carta sugerindo o uso de Padrão-Ouro ou de ferramentas similares.

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

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

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	Piedade Usina Geradora de Energia S.A.
Rua/Caixa Postal:	Avenida Antonio Ramiro da Silva, 250, Sala 5 - Jardim do Lago
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	05397-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3789-0500
FAX:	
E-Mail:	Sra. Mônica Cristina Deganello
URL:	
Representado por:	Sra. Mônica Cristina Deganello
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Deganello
Nome do meio:	Cristina
Nome:	Mônica
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	
E-Mail pessoal:	<a href="mailto:mcd@gomeslourenco.com.br">mcd@gomeslourenco.com.br</a>

Organização:	Ecoinv Global Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
E-Mail:	
URL:	
Representado por:	Sra. Melissa Hirschheimer
Cargo:	Gerente de projetos
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Hirschheimer
Nome do meio:	
Nome:	Melissa
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	
E-Mail pessoal:	<a href="mailto:melissa.hirschheimer@ecopart.com.br">melissa.hirschheimer@ecopart.com.br</a>



Anexo 2

**INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

Este projeto não é um desvio da ODA por um país do Anexo 1.



### Anexo 3

## INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

O sistema elétrico brasileiro tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: o norte/nordeste (N-NE) e o sul/sudeste/centro-oeste (S-SE-CO). Isso se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido perto dos maiores centros consumidores do país.

Por fim, tem que ser levado em consideração que mesmo que os sistemas atualmente estejam interligados, o fluxo de energia entre o N-NE e o S-SE-CO é severamente limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Portanto, somente uma fração da energia total gerada nos dois subsistemas é enviada de um lado para outro. É natural que essa fração possa mudar sua direção e magnitude (até atingir a capacidade da linha de transmissão) dependendo dos padrões hidrológicos, do clima e de outros fatores não controlados. Mas ela não deve representar uma quantidade significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Deve-se também considerar que apenas em 2004 a interligação entre o sudeste e o nordeste foi concluída, isto é, se proponentes de projeto forem coerentes com o banco de dados de geração de que dispõem a contar do momento da apresentação de DCP para validação, uma situação em que o fluxo de eletricidade entre os subsistemas era até mesmo mais restrito deve ser considerada.

O sistema elétrico brasileiro possui atualmente cerca de 91,3 GW de capacidade instalada, em um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Desses, aproximadamente 70% são hidrelétricas, cerca de 10% são centrais de geração a gás natural, 5,3% são plantas a óleo combustível e diesel, 3,1% são fontes de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, licor negro, madeira, palha de arroz e biogás), 2% são plantas nucleares, 1,4% são plantas a carvão mineral, e existem também 8,1 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que podem despachar eletricidade para a rede brasileira. (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Na verdade, esta última capacidade inclui principalmente 6,3 GW da parte paraguaia da *Itaipu Binacional*, uma hidrelétrica operada pelo Brasil e Paraguai, mas cuja energia é quase que totalmente enviada para a rede brasileira.

A metodologia aprovada ACM0002, versão 7, 2007, requer que os proponentes de projetos respondam por "todas as fontes de geração que servem o sistema". Dessa forma, ao aplicar a metodologia, os proponentes de projeto no Brasil deverão procurar e pesquisar todas as centrais que servem o sistema brasileiro.

Na verdade, as informações sobre essas fontes de geração não estão disponíveis para o público no Brasil. O ONS – *Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro* – argumenta que as informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia elétrica e, portanto, não podem ser disponibilizadas. Por outro lado, a ANEEL, a agência de energia elétrica, fornece informações sobre a capacidade de energia elétrica e outros assuntos legais do setor elétrico, mas nenhuma informação de despacho pode ser obtida por intermédio dessa entidade.

Nesse aspecto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para poderem calcular o fator de emissão no Brasil da forma mais exata. Como os dados reais de despacho são necessários, entrou-se em contato com o ONS para que os participantes pudessem saber com que detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Após vários meses de diálogo, as informações diárias de despacho das plantas foram disponibilizadas para os anos de 2002, 2003 e 2004.



Os proponentes de projetos, discutindo a viabilidade do uso desses dados, concluíram que eram as informações mais adequadas a serem consideradas na determinação do fator de emissão para a rede brasileira. De acordo com a ANEEL, na verdade, as centrais centralizadas/despachadas do ONS responderam por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalado no Brasil até a mesma data ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo\\_Gráficos\\_mai\\_2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf)), que inclui a capacidade disponível em países vizinhos para exportar ao Brasil e centrais de emergência, que somente são despachadas durante períodos de restrições elétricas no sistema. Portanto, mesmo que o cálculo do fator de emissão seja feito sem considerar todas as fontes de geração que atendem ao sistema, são considerados cerca de 76,4% da capacidade instalada que atende ao Brasil, o que é uma quantidade razoável quando se considera a dificuldade para obter informações de despacho no Brasil. Além disso, as 23,6% restantes são plantas que não têm seu despacho coordenado pelo ONS, pois: operam com base em contratos de compra e venda de energia que não se encontram sob o controle da autoridade de despacho ou estão localizadas em sistemas não interligados aos quais o ONS não tem acesso. Assim, essa parte não deve ser afetada pelos projetos de MDL, e esse é outro motivo para não as considerar ao determinar o fator de emissão.

Em uma tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores de projeto analisaram a opção de pesquisar os dados disponíveis, mas não oficiais, para suprir o hiato existente. A solução encontrada foi o banco de dados da Agência Internacional de Energia criado durante a realização do estudo de Bosi *et al.* (2002). Ao mesclar os dados do ONS com os dados da IEA em uma planilha, os proponentes de projetos puderam considerar todas as fontes de geração interligadas às redes relevantes para determinar o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi considerado mais conservador ao considerar apenas dados do ONS (Tabela 8).

Tabela 8- Fatores de emissão da margem de operação e de construção ex-ante e ex-post (ONS-ADO, 2004; Bosi *et al.*, 2002)

Ano	<i>EF<sub>OM</sub></i> não de baixo custo/inflexível [tCO <sub>2</sub> /MWh]		<i>EF<sub>BM</sub></i> [tCO <sub>2</sub> /MWh]	
	Ex-ante	Ex-post	Ex-ante	Ex-post
2001 a 2003	0,719	0,950	0,569	0,096

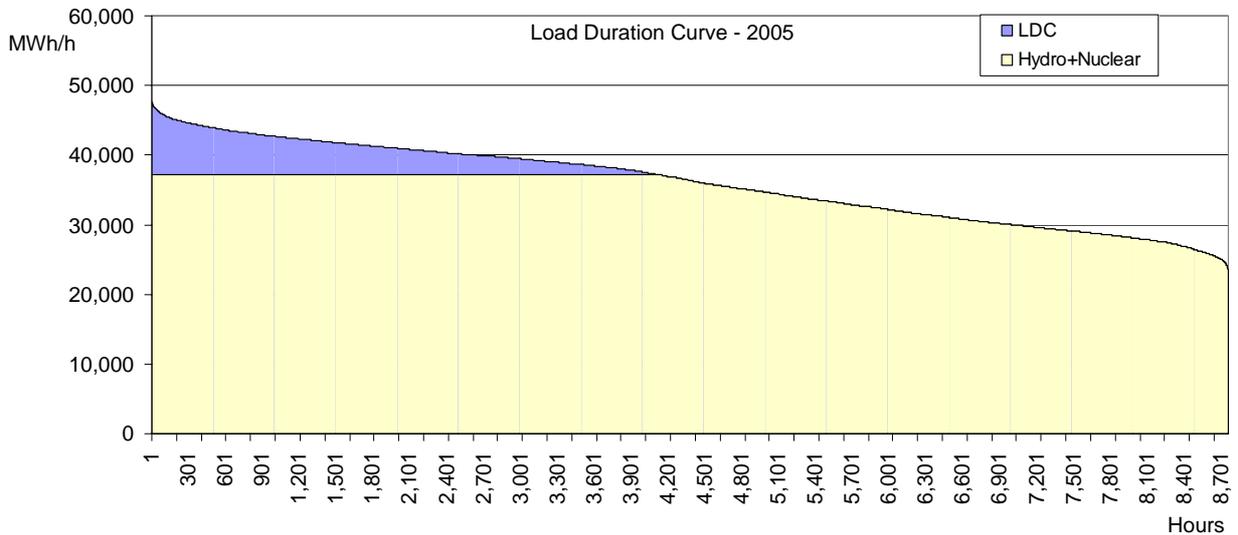
Portanto, considerando toda a análise lógica explicada, os desenvolvedores de projeto optaram pelo banco de dados que considera somente as informações do ONS, pois ele conseguia abordar corretamente a questão da determinação do fator de emissão, da maneira mais conservadora possível para os anos seguintes.

Em relação ao fator de emissão utilizado nesta atividade de projeto, os dados de despacho por hora agregados obtidos do ONS foram utilizados para determinar o fator lambda para cada um dos anos com dados disponíveis (2005, 2006 e 2007). A geração de baixo custo/inflexível foi determinada como a geração total menos a geração das usinas térmicas a combustível fóssil, esta foi determinada pelos dados diários de despacho fornecidos pelo ONS. Todas essas informações foram fornecidas aos validadores e discutidas amplamente com eles, para que todos os pontos ficassem bem claros. As figuras abaixo mostram as curvas de duração da carga para o três anos considerados, assim como o lambda calculado.



**Tabela 9 - Fatores de emissão para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira (fator da margem de operação simples ajustada)**

Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid			
Baseline	EF <sub>OM</sub> [tCO <sub>2</sub> /MWh]	$\lambda_y$	Generation [MWh]
2005	0.9653	0.5275	315,511,628
2006	0.8071	0.4185	315,192,117
2007	1.0000	0.5452	345,346,762
	EF <sub>OM, simple-adjusted</sub> 0.4599	EF <sub>EM, 2007</sub> 0.0709	EF <sub>y</sub> [tCO <sub>2</sub> /MWh] <b>0.2654</b>
	Weights_wind and solar projects $w_{OM} = 0.75$ $w_{EM} = 0.25$	Weights_all other projects $w_{OM} = 0.50$ $w_{EM} = 0.50$	EF <sub>y</sub> [tCO <sub>2</sub> /MWh] wind and solar projects <b>0.3626</b>



**Figura 5 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2005**

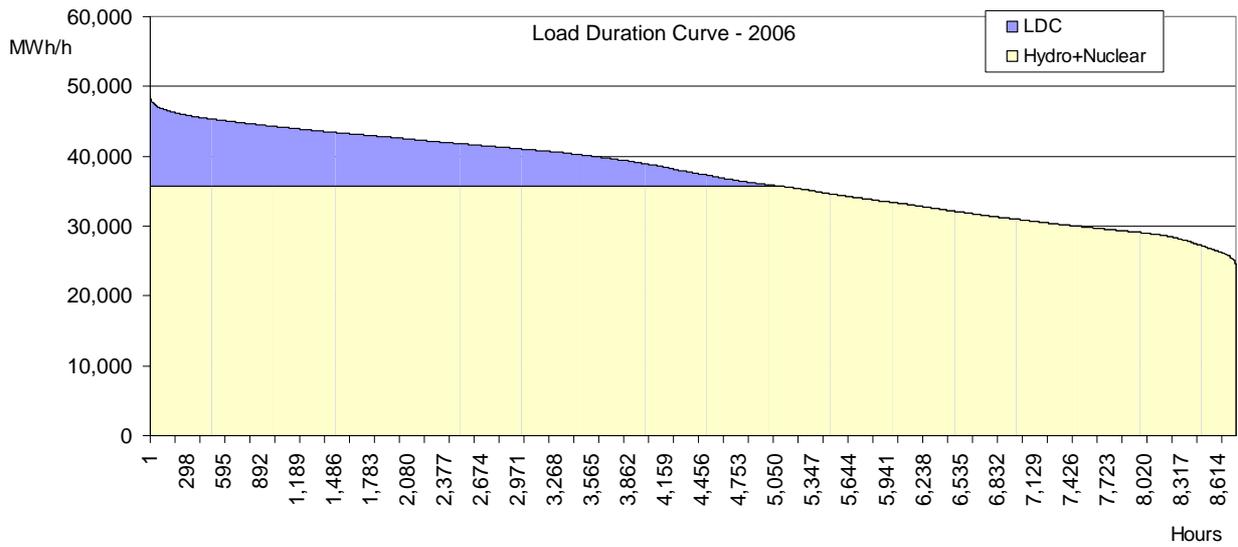


Figura 6 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2006

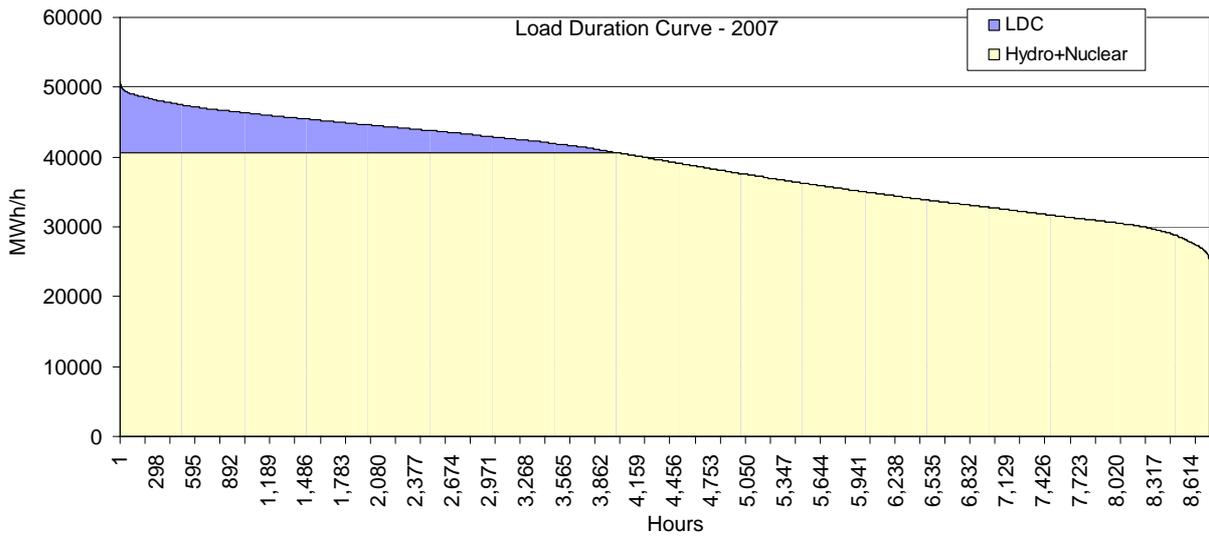


Figura 7 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2007



Tabela 1 – Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 1

	Power plant name	Subsystem	Fuel source	Operation start	Installed capacity [MW]	Fossil fuel conversion efficiency [%]	Fraction carbon oxidized [%]	Baseline [tCO <sub>2</sub> /MWh]
1	TermoRio	SE-CO	natural gas	Nov-2004	423.3	50%	99.5%	0.402
2	Candonga	SE-CO	hydro	Sep-2004	140.0	100%	-	-
3	Queimado	SE-CO	hydro	May-2004	105.0	100%	-	-
4	Norte Fluminense	SE-CO	natural gas	Feb-2004	860.2	50%	99.5%	0.402
5	Jauru	SE-CO	hydro	Sep-2003	121.5	100%	-	-
6	Guaporé	SE-CO	hydro	Sep-2003	120.0	100%	-	-
7	Três Lagoas	SE-CO	natural gas	Aug-2003	306.0	32%	99.5%	0.628
8	Funil (MG)	SE-CO	hydro	Jan-2003	180.0	100%	-	-
9	Itiquira I	SE-CO	hydro	Sep-2002	156.1	100%	-	-
10	Araucária	S	natural gas	Sep-2002	484.5	32%	99.5%	0.628
11	Canoas	S	natural gas	Sep-2002	160.6	32%	99.5%	0.628
12	Piraju	SE-CO	hydro	Sep-2002	81.0	100%	-	-
13	N. Piratininga	SE-CO	natural gas	Jun-2002	384.9	32%	99.5%	0.628
14	PCT CGTEE	S	fuel oil	Jun-2002	5.0	33%	99.0%	0.902
15	Rosal	SE-CO	hydro	Jun-2002	55.0	100%	-	-
16	Ibirité	SE-CO	natural gas	May-2002	226.0	32%	99.5%	0.628
17	Cana Brava	SE-CO	hydro	May-2002	465.9	100%	-	-
18	Sta Clara	SE-CO	hydro	Jan-2002	60.0	100%	-	-
19	Machadinho	S	hydro	Jan-2002	1,140.0	100%	-	-
20	Juiz de Fora	SE-CO	natural gas	Nov-2001	87.0	32%	99.5%	0.628
21	Macaé Merchant	SE-CO	natural gas	Nov-2001	922.6	32%	99.5%	0.628
22	Lajeado	SE-CO	hydro	Nov-2001	902.5	100%	-	-
23	Eletrobról	SE-CO	natural gas	Oct-2001	379.0	32%	99.5%	0.628
24	Porto Estrela	SE-CO	hydro	Sep-2001	112.0	100%	-	-
25	Cuiaba (Mario Covas)	SE-CO	natural gas	Aug-2001	529.2	32%	99.5%	0.628
26	W. Arjona	SE-CO	natural gas	Jan-2001	194.0	32%	99.5%	0.628
27	Uruguaiana	S	natural gas	Jan-2000	639.9	50%	99.5%	0.402
28	S. Caxias	S	hydro	Jan-1999	1,240.0	100%	-	-
29	Canoas I	SE-CO	hydro	Jan-1999	82.5	100%	-	-
30	Canoas II	SE-CO	hydro	Jan-1999	72.0	100%	-	-
31	Igarapava	SE-CO	hydro	Jan-1999	210.0	100%	-	-
32	P. Primavera	SE-CO	hydro	Jan-1999	1,540.0	100%	-	-
33	Cuiaba (Mario Covas)	SE-CO	diesel oil	Oct-1998	529.2	33%	99.0%	0.800
34	Sobragi	SE-CO	hydro	Sep-1998	60.0	100%	-	-
35	PCH EMAE	SE-CO	hydro	Jan-1998	26.0	100%	-	-
36	PCH CEEE	S	hydro	Jan-1998	25.0	100%	-	-
37	PCH Enersul	S	hydro	Jan-1998	43.0	100%	-	-
38	PCH CEB	SE-CO	hydro	Jan-1998	15.0	100%	-	-
39	PCH Escelsa	SE-CO	hydro	Jan-1998	62.0	100%	-	-
40	PCH Celesc	S	hydro	Jan-1998	50.0	100%	-	-
41	PCH CEMAT	SE-CO	hydro	Jan-1998	145.0	100%	-	-
42	PCH CELG	SE-CO	hydro	Jan-1998	15.0	100%	-	-
43	PCH CERJ	SE-CO	hydro	Jan-1998	59.0	100%	-	-
44	PCH Copel	S	hydro	Jan-1998	70.0	100%	-	-
45	PCH CEMIG	SE-CO	hydro	Jan-1998	84.0	100%	-	-
46	PCH CPFL	SE-CO	hydro	Jan-1998	55.0	100%	-	-
47	S. Mesa	SE-CO	hydro	Jan-1998	1,275.0	100%	-	-
48	PCH Eletropaulo	SE-CO	hydro	Jan-1998	26.0	100%	-	-
49	Guilmam Amorim	SE-CO	hydro	Jan-1997	140.0	100%	-	-
50	Corumbá	SE-CO	hydro	Jan-1997	375.0	100%	-	-
51	Miranda	SE-CO	hydro	Jan-1997	408.0	100%	-	-
52	Nova Ponte	SE-CO	hydro	Jan-1994	510.0	100%	-	-
53	Segredo	S	hydro	Jan-1992	1,260.0	100%	-	-
54	Taquaruçu	SE-CO	hydro	Jan-1989	554.0	100%	-	-
55	Manso	SE-CO	hydro	Jan-1988	210.0	100%	-	-
56	D. Francisca	S	hydro	Jan-1987	125.0	100%	-	-
57	Itá	S	hydro	Jan-1987	1,450.0	100%	-	-
58	Rosana	SE-CO	hydro	Jan-1987	369.2	100%	-	-
59	Angra	SE-CO	nuclear	Jan-1985	1,874.0	100%	-	-
60	T. Irmãos	SE-CO	hydro	Jan-1985	807.5	100%	-	-
61	Itaipú 60 Hz	SE-CO	hydro	Jan-1983	6,300.0	100%	-	-
62	Itaipú 50 Hz	SE-CO	hydro	Jan-1983	5,375.0	100%	-	-
63	Emborcação	SE-CO	hydro	Jan-1982	1,192.0	100%	-	-
64	Nova Avanhandava	SE-CO	hydro	Jan-1982	347.4	100%	-	-

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de Informações da Geração* (<http://www.aneel.gov.br/>, data collected in november 2004).

[2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba. *Road testing baselines for greenhouse gas*

[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. *Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. *Acompanhamento Diário da Operação do SIN* (daily reports)

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. *Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Centrais Elétricas Brasileiras S/A. Plano anual de combustíveis - Sistema interligado S/SE/CO 2005* (released December 2004).

[6]



Tabela 2 – Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 2

65	Gov. Bento Munhoz	S	hydro	Jan-1980	1,676.0	100%	-	-
66	S. Santiago	S	hydro	Jan-1980	1,420.0	100%	-	-
67	Itumbiara	SE-CO	hydro	Jan-1980	2,280.0	100%	-	-
68	Igarapé	SE-CO	fuel oil	Jan-1978	131.0	33%	99.0%	0.820
69	Itauba	S	hydro	Jan-1978	512.4	100%	-	-
70	A. Vermelha	SE-CO	hydro	Jan-1978	1,396.2	100%	-	-
71	S. Simão	SE-CO	hydro	Jan-1978	1,710.0	100%	-	-
72	Capivara	SE-CO	hydro	Jan-1977	640.0	100%	-	-
73	S. Osório	S	hydro	Jan-1975	1,078.0	100%	-	-
74	Marimbondo	SE-CO	hydro	Jan-1975	1,440.0	100%	-	-
75	Promissão	SE-CO	hydro	Jan-1975	264.0	100%	-	-
76	Pres. Medici	S	coal	Jan-1974	446.0	33%	98.0%	1.019
77	Volta Grande	SE-CO	hydro	Jan-1974	380.0	100%	-	-
78	Porto Colombia	SE-CO	hydro	Jun-1973	320.0	100%	-	-
79	Passo Fundo	S	hydro	Jan-1973	220.0	100%	-	-
80	Passo Real	S	hydro	Jan-1973	158.0	100%	-	-
81	Ilha Solteira	SE-CO	hydro	Jan-1973	3,444.0	100%	-	-
82	Mascarenhas	SE-CO	hydro	Jan-1973	131.0	100%	-	-
83	Gov. Parigot de Souza	S	hydro	Jan-1971	252.0	100%	-	-
84	Chavantes	SE-CO	hydro	Jan-1971	414.0	100%	-	-
85	Jaguara	SE-CO	hydro	Jan-1971	424.0	100%	-	-
86	Sá Carvalho	SE-CO	hydro	Apr-1970	78.0	100%	-	-
87	Estreito	SE-CO	hydro	Jan-1969	1,050.0	100%	-	-
88	Ibitinga	SE-CO	hydro	Jan-1969	131.5	100%	-	-
89	Jupiá	SE-CO	hydro	Jan-1969	1,551.2	100%	-	-
90	Alegrete	S	fuel oil	Jan-1968	66.0	33%	99.0%	0.820
91	Campos	SE-CO	natural gas	Jan-1968	30.0	32%	99.5%	0.628
92	Santa Cruz (RJ)	SE-CO	natural gas	Jan-68	766.0	32%	99.5%	0.628
93	Paraibuna	SE-CO	hydro	Jan-1968	85.0	100%	-	-
94	Limoeiro	SE-CO	hydro	Jan-1967	32.0	100%	-	-
95	Cacaonde	SE-CO	hydro	Jan-1966	80.4	100%	-	-
96	J. Lacerda C	S	coal	Jan-1965	363.0	33%	98.0%	1.019
97	J. Lacerda B	S	coal	Jan-1965	262.0	33%	98.0%	1.019
98	J. Lacerda A	S	coal	Jan-1965	232.0	33%	98.0%	1.019
99	Bariri	SE-CO	hydro	Jan-1965	143.1	100%	-	-
100	Funil (RJ)	SE-CO	hydro	Jan-1965	216.0	100%	-	-
101	Figueira	S	coal	Jan-1963	20.0	33%	98.0%	1.019
102	Furnas	SE-CO	hydro	Jan-1963	1,216.0	100%	-	-
103	Barra Bonita	SE-CO	hydro	Jan-1963	140.8	100%	-	-
104	Charqueadas	S	coal	Jan-1962	72.0	33%	98.0%	1.019
105	Jurumirim	SE-CO	hydro	Jan-1962	97.7	100%	-	-
106	Jacui	S	hydro	Jan-1962	180.0	100%	-	-
107	Pereira Passos	SE-CO	hydro	Jan-1962	99.1	100%	-	-
108	Tres Marias	SE-CO	hydro	Jan-1962	396.0	100%	-	-
109	Euclides da Cunha	SE-CO	hydro	Jan-1960	108.8	100%	-	-
110	Camargos	SE-CO	hydro	Jan-1960	46.0	100%	-	-
111	Santa Branca	SE-CO	hydro	Jan-1960	56.1	100%	-	-
112	Cachoeira Dourada	SE-CO	hydro	Jan-1959	658.0	100%	-	-
113	Salto Grande, SP	SE-CO	hydro	Jan-1958	70.0	100%	-	-
114	Salto Grande (MG)	SE-CO	hydro	Jan-1956	102.0	100%	-	-
115	Mascarenhas de Moraes	SE-CO	hydro	Jan-1956	478.0	100%	-	-
116	Itutinga	SE-CO	hydro	Jan-1955	52.0	100%	-	-
117	S. Jerônimo	S	coal	Jan-1954	20.0	33%	98.0%	1.019
118	Carioba	SE-CO	fuel oil	Jan-1954	36.2	33%	99.0%	0.820
119	Piratininga	SE-CO	fuel oil	Jan-1954	472.0	33%	99.0%	0.820
120	Canastra	S	hydro	Jan-1953	42.5	100%	-	-
121	Nilo Peçanha	SE-CO	hydro	Jan-1953	378.4	100%	-	-
122	Fontes Nova	SE-CO	hydro	Jan-1940	130.3	100%	-	-
123	H. Borden Sub.	SE-CO	hydro	Jan-1926	420.0	100%	-	-
124	H. Borden Ext	SE-CO	hydro	Jan-1926	469.0	100%	-	-
125	I. Pombos	SE-CO	hydro	Jan-1924	189.7	100%	-	-
126	Jaquari	SE-CO	hydro	Jan-1917	11.8	100%	-	-

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de Informações da Geração* (<http://www.aneel.gov.br/>), data collected in november 2004).

[2] Bosí, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba. *Road testing baselines for greenhouse gas*

[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. *Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. *Acompanhamento Diário da Operação do SIN* (daily reports)

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. *Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de*

[6] Centrais Elétricas Brasileiras S/A. Plano anual de combustíveis - Sistema interligado S/SE/CO 2005 (released December 2004).



#### Anexo 4

### INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

De acordo com os procedimentos definidos pela Metodologia consolidada aprovada 0002 – “Metodologia consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis”, o monitoramento deve consistir na medição da eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

O projeto irá prosseguir com as medidas necessárias para monitoramento e controle da energia. As informações sobre geração de energia e energia fornecida para a rede são controladas pela CCEE (*Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*). A CCEE regula a comercialização de energia elétrica e é responsável pelo monitoramento mensal da energia alimentada na rede. Além disso, o ONS (*Operador Nacional do Sistema Elétrico*) estabeleceu os procedimentos para medir e relatar a geração de eletricidade por todas as plantas interligadas à rede nacional<sup>17</sup>.

Dois medidores de energia serão instalados na PCH Piedade, um funcionará como o medidor principal e o outro como reserva, de acordo com o estabelecido pelo ONS. Esses tipos de medidores têm sido aplicados com sucesso em projetos similares no Brasil e em todo o mundo e possuem, por exigências legais, um nível extremamente baixo de incerteza (classe de exatidão da ANSI 0,2).

A PCH é responsável pelo gerenciamento do projeto e também pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios, de acordo com as determinações dos fornecedores de equipamentos. A empresa de distribuição de energia será definida antes do início das operações da PCH.

---

<sup>17</sup> Para obter mais detalhes, consulte o documento [Procedimento de Rede ONS – Módulo 12](http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx) disponível em [http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo\\_12.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx)

**Anexo 5****BIBLIOGRAFIA**

**ACM0002 (2007).** Metodologia consolidada aprovada de linha de base 0002 – Metodologia consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis. Versão 7. Website: <http://cdm.unfccc.int/>.

**ANEEL (2006), *Resumo Geral dos Novos Empreendimento de Geração***, Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Website: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37> (Resumo Geral)

**IBGE (2006).** Banco de dados Cidades@,. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (<http://www.ibge.gov.br/>).

**UNEP-LAC (2002).** Relatório Final da 7ª Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).