

**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO  
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO  
(MDL - DCP de Pequena Escala)  
Versão 03 - em vigor desde: 22 de dezembro de 2006**

**CONTEÚDO**

- A. Descrição geral da atividade do projeto de pequena escala
- 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 de pequena escala proposta

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Informações sobre monitoramento

MDL – Conselho Executivo

**Histórico das revisões deste documento**

<b>Número da versão</b>	<b>Data</b>	<b>Descrição e motivo da revisão</b>
01	21 de janeiro de 2003	Adoção inicial
02	8 de julho de 2005	<ul style="list-style-type: none"><li>• O Conselho concordou em revisar o MDL-SSC-DCP para refletir a orientação e os esclarecimentos fornecidos pelo Conselho desde a versão 01 deste documento.</li><li>• Como consequência, as diretrizes para conclusão do MDL - DCP de Pequena Escala foram revisadas de acordo com a versão 2. A versão mais recente pode ser encontrada em <a href="http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents">http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents</a>.</li></ul>
03	22 de dezembro de 2006	<ul style="list-style-type: none"><li>• O Conselho concorda em revisar o documento de concepção do projeto de MDL para atividades de pequena escala (MDL-SSC-DCP), levando em conta o MDL-DCP e o MDL-NM.</li></ul>

MDL – Conselho Executivo

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

Cargo: Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Rodeio Bonito

Versão no: 03

Datada de: 01 de dezembro de 2010

**A.2 Descrição da atividade do projeto de pequena escala:**

O projeto da Pequena Central Hidrelétrica Rodeio Bonito (PCH Rodeio Bonito), de propriedade da Rodeio Bonito Hidrelétrica S.A. é o projeto de uma pequena central hidrelétrica com capacidade instalada de 14,637 MW localizada no rio Irani, estado de Santa Catarina, Brasil.

A Rodeio Bonito Hidrelétrica S.A. é uma subsidiária da Produtora Independente de Energia brasileira VELCAN Desenvolvimento Energético do Brasil Ltda., que faz parte do grupo multinacional VELCAN. O principal objetivo do desenvolvedor do projeto é aumentar a capacidade de geração de energia no Brasil desenvolvendo, construindo e operando unidades de energia renovável com o apoio dos créditos de carbono.

**Objetivo do projeto**

O objetivo da atividade do projeto é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade. Ao mesmo tempo, o projeto contribuirá para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento da participação da energia renovável em relação à produção total de eletricidade no Brasil (e na 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<sup>1</sup>), promoveu-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 houve definição de metas ou cronogramas específicos; porém, foi reconhecida a importância dos projetos de produção de energia renovável para atingir a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> 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).

<sup>2</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.*"

### **Reduções de emissões de GEE**

A implementação da atividade do projeto trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental reduzindo as emissões de dióxido de carbono que teriam ocorrido de outro modo. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade das centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que estariam gerando e emitindo CO<sub>2</sub> na ausência do projeto.

### **Contribuição para o desenvolvimento sustentável**

Como é uma central hidrelétrica de fio d'água, o projeto apresenta impactos ambientais muito limitados. O participante do projeto reconhece que a atividade do projeto ajudará o Brasil a atingir suas metas de promoção do desenvolvimento sustentável. Especificamente, o projeto está alinhado com as exigências do MDL específicas do país anfitrião por causa de sua contribuição para:

- Diversificação e melhoria do 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 de fio d'água 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 5 anos, especialmente no subsistema Sul. Além disso, esses projetos de pequena escala apresentam benefícios tecnológicos específicos para o local, o que inclui:
  - maior confiabilidade e com interrupções mais curtas e com extensão menor;
  - energia de melhor qualidade;
  - perdas menores nas linhas;
  - mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição; e
  - maior capacidade do sistema com redução do investimento em transmissão e distribuição.
- Desenvolvimento tecnológico e de capacitação, pois todas as atividades de tecnologia, mão-de-obra e manutenção técnica serão fornecidas no Brasil;
- Integração regional e ligação com outros setores – o projeto facilita o aumento da energia hidrelétrica como fonte de geração na região. Além disso, cria um mercado alternativo para esse tipo de geração de energia, unindo indiretamente os setores energético e ambiental brasileiros;
- Maior distribuição de renda é alcançada a partir da geração de empregos e de um aumento no salário das pessoas. Uma melhor distribuição de renda na região onde a PCH Rodeio Bonito está localizada também é obtida com menos gastos e com maior renda nos municípios locais. 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. 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.
- Melhores condições de trabalho e aumento das oportunidades de emprego na área em que o projeto está localizado. A atividade do projeto exigirá uma equipe inteira para operação,

## MDL – Conselho Executivo

gerenciamento e serviços de reparos. Ela gerou empregos diretos para 200 pessoas e empregos indiretos para 400 pessoas no estado de Santa Catarina;

Um forte indicativo de que a PCH Rodeio Bonito contribui para os objetivos de desenvolvimento sustentável do país é que o projeto atende às exigências da Lei nº 10.438 de abril de 2002 do PROINFA (*Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*). O Proinfa é um programa federal brasileiro que concede incentivos a fontes alternativas de eletricidade (eólica, biomassa e central hidrelétrica de pequena escala). Entre outros fatores, a meta desta iniciativa é aumentar a participação das fontes de energia renovável no perfil elétrico brasileiro, a fim de contribuir para uma sustentabilidade ambiental maior, trazendo mais vantagens econômicas a essas fontes de energia renovável.

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

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Rodeio Bonito Hidrelétrica S.A.	Não

(\*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de divulgar o MDL - DCP, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

**A.4. Descrição técnica da atividade do projeto de pequena escala:**

A PCH Rodeio Bonito é um projeto de pequena hidrelétrica de fio d'água. Ela usa água do rio Irani para gerar eletricidade, com capacidade instalada de 14,637 MW e um reservatório de 0,838 km<sup>2</sup>.

Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 652, 9 de dezembro de 2003, pequenas hidrelétricas no Brasil devem ter capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km<sup>2</sup>. As características do projeto estão de acordo com essa definição.

Considera-se que os projetos de pequenas centrais hidrelétricas com reservatórios geram com eficácia energia distribuída e alimentam pequenas áreas urbanas, regiões rurais e áreas remotas no país anfitrião. Em geral, consiste em um projeto de central hidrelétrica com reservatório, que tem impactos ambientais mínimos.

De acordo com a Eletrobrás (1999<sup>3</sup>), os projetos de fio d'água são definidos como "os projetos nos quais a vazão do rio na estação seca é a mesma ou maior que a vazão mínima exigida pelas turbinas", como é o caso da PCH Rodeio Bonito.

JAN	FEV	MAR	ABR	MAIO	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
35,58	43,11	28,95	38,55	54,03	62,00	62,03	56,10	59,65	72,97	54,27	40,26

<sup>3</sup> Eletrobrás. Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. 1999.

**Tabela 1: Vazão média mensal do rio Rodeio Bonito no local do projeto**

A estação seca na região vai de janeiro a março. Segundo os números na Tabela 1 a vazão média na estação seca é de 35,88 m<sup>3</sup>/s. Portanto, o projeto pode ser considerado uma central de fio d'água, de acordo com todos os critérios apresentados.

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. As principais características do projeto são mostradas na Tabela 2.

Capacidade de potência instalada	14,637 MW
Fator de carga da planta	0,6
Geração total	77.059 MWh/ano
Altura manométrica bruta	27,05 m e 25 m
Reservatório	0,838 km <sup>2</sup>
Vazão de projeto da planta	62,68 m <sup>3</sup> /s

**Tabela 2: Características principais do projeto**

Outros detalhes técnicos do projeto podem ser encontrados em

[http://www.rodeiobonito.com/technical\\_features\\_a4.html](http://www.rodeiobonito.com/technical_features_a4.html).

**A.4.1. Localização da atividade do projeto de pequena escala:**

**A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

Brasil

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

Estado de Santa Catarina, Sul Brasil

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

Chapecó

**A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta atividade do projeto de pequena escala:**

A PCH Rodeio Bonito está localizada no rio Irani, no estado de Santa Catarina no Sul do Brasil. As coordenadas geográficas para a casa de força são 27° 06' 42,72" Sul e 52° 29' 1,31" Oeste. O reservatório está localizado a 27° 06' 35,14" Sul e 52° 28' 50,35" Oeste.

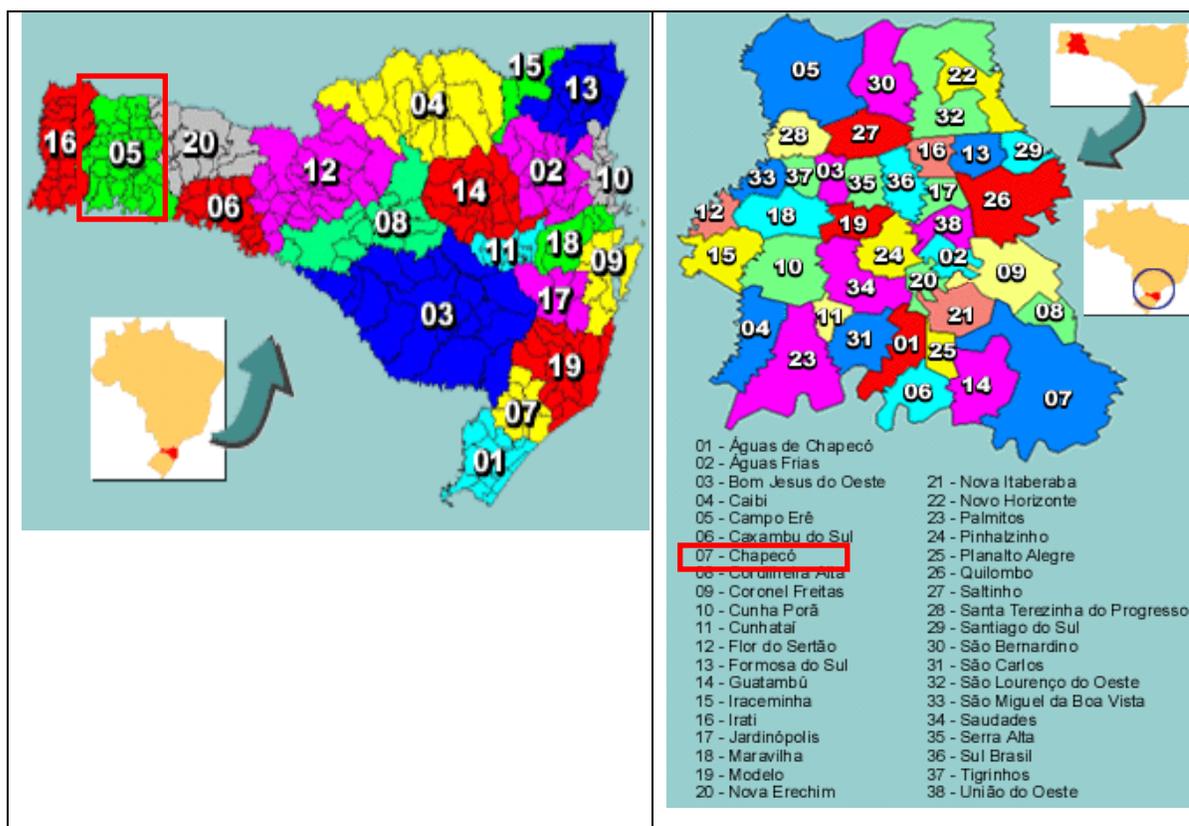


Figura 1 – Divisão política do Brasil mostrando o estado de Santa Catarina e a cidade envolvida na atividade do projeto (Fonte: City Brazil, 2008<sup>4</sup>).

#### A.4.2. Tipo e categoria(s) e tecnologia/medida da atividade do projeto de pequena escala:

##### Atividade do projeto de pequena escala

**Tipo:** Tipo I – Projetos de energia renovável

**Categoria:** I.D. Geração de eletricidade renovável interligada à rede<sup>5</sup>

**Versão:** 15, EB 50

A tecnologia empregada é bem estabelecida. Os equipamentos eletromecânicos que serão empregados são mostrados na Tabela 3. As três turbinas grandes irão operar sob uma altura manométrica bruta de 27,05 m, enquanto as duas pequenas irão operar sob uma altura manométrica bruta de 25 m.

O projeto da central hidrelétrica com reservatório é constituído de:

- um reservatório com baixo desvio que aumenta o nível da água no rio
- um canal adutor com altura manométrica que traz a água na vertical de uma casa de força
- uma estrutura de canal de adução que consiste em uma grade para retenção de lixo, e uma abertura submersa com uma comporta de entrada.

<sup>4</sup> Fonte: <http://www.citybrazil.com.br/>

<sup>5</sup> <http://cdm.unfccc.int/>

## MDL – Conselho Executivo

- tubo pressurizado (denominado um tubo de coleta) para conduzir a água do canal de adução para a casa de força
- uma usina construída a jusante do canal de adução e no nível mais baixo possível para obter a altura manométrica máxima na turbina.

A tecnologia a ser empregada na PCH Rodeio Bonito é padrão no setor de energia hidrelétrica. As turbinas Francis Dupla e Kaplan são as mais amplamente utilizadas entre as hidroturbinas. Neste projeto, as turbinas são fabricadas no Brasil.

A turbina Francis 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.

A turbina Kaplan é uma hidroturbina do tipo hélice com pás ajustáveis. A turbina Kaplan é uma evolução da turbina Francis e permite uma produção eficiente de energia em aplicações com altura manométrica baixa, o que não era possível com as turbinas Francis. As turbinas Kaplan são amplamente utilizadas em todo o mundo na produção de energia com vazão alta e altura manométrica baixa. A turbina Kaplan é uma turbina de reação com vazão para dentro, significando que a pressão muda conforme o fluido de trabalho se move pela turbina e gasta sua energia. O projeto combina características radiais com axiais. A entrada é um tubo em forma de espiral que envolve a comporta de retenção da turbina. A água é direcionada de forma tangencial, através de uma comporta de retenção, e gira em um rotor em forma de propulsor, fazendo com que ele gire. A saída é um tubo de sucção com forma específica que ajuda a desacelerar a água e recuperar energia cinética.

<b>Turbinas</b>	
Tipo	Francis Dupla / Kaplan
Quantidade	03 / 02
Capacidade instalada (MW)	4,667 / 0,318
Altura manométrica bruta	27,05 m (3) / 25 m (2)
Vazão de projeto	59,43 / 3,25 m <sup>3</sup> /s
Fabricante	HISA Hidráulica Industrial S.A. / Rischbieter Engenharia Indústria e Comércio LTDA.
<b>Geradores</b>	
Tipo	Hidroturbina submersa /sem escova, síncrona trifásica
Quantidade	03 / 02
Velocidade (rpm)	450 / 900
Potência nominal (MVA)	5,2 (3) / 0,4 (2)
Tensão (kV)	6,9 (3) / 0,38 (2)
Fabricante	WEG Equipamentos Elétricos S.A. / WEG

**Tabela 3 – Especificações dos equipamentos eletromecânicos na PCH Rodeio Bonito**

MDL – Conselho Executivo

A construção da PCH Rodeio Bonito começou em 20 de agosto de 2007 e o andamento do trabalho pode ser visualizado em [http://www.rodeibonito.com/image\\_gallery\\_a32.html](http://www.rodeibonito.com/image_gallery_a32.html)

**A.4.3 Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:**

Indique o período de obtenção de créditos escolhido e forneça a estimativa do total de reduções de emissões, bem como as estimativas anuais para o período de obtenção de créditos escolhido. As informações sobre as reduções de emissões devem ser indicadas utilizando o formato tabular a seguir.

Anos	Estimativa das reduções de emissões em toneladas de CO <sub>2</sub> e
2010-2011	15.041
2011-2012	15.041
2012-2013	15.041
2013-2014	15.041
2014-2015	15.041
2015-2016	15.041
2016-2017	15.041
Total de reduções estimadas (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	105.287
Número total de anos de crédito	7
Média anual das reduções estimadas ao longo do período de obtenção de créditos	15.041

**A.4.4. Financiamento público da atividade do projeto de pequena escala:**

O projeto não receberá qualquer financiamento público e não é um desvio da ODA

**A.4.5. Confirmação de que a atividade do projeto de pequena escala não é um componente desmembrado de uma atividade do projeto de grande escala:**

De acordo com o Apêndice C das Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades do Projeto de MDL de Pequena Escala, o desmembramento é definido como a fragmentação de uma atividade do projeto grande em partes menores. Uma atividade do projeto de pequena escala proposta deve ser considerada um componente desmembrado de uma atividade do projeto grande se existir uma atividade do projeto de MDL de pequena escala registrada ou uma solicitação para registrar outra atividade do projeto de MDL de pequena escala:

- Com os mesmos participantes do projeto;
- Na mesma categoria de projeto e tecnologia/medida; e
- Registrada nos 2 anos anteriores; e
- Cujo limite do projeto esteja dentro de 1 km do limite de projeto da atividade de pequena escala proposta no ponto mais próximo.

Como a pequena PCH Rodeio Bonito não corresponde a nenhum dos pontos mencionados acima, ela não é um componente desmembrado de uma atividade do projeto maior.

**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 de pequena escala:**

*AMS – I.D - Projetos de energia renovável; Geração de eletricidade renovável conectada à rede. (Versão 15, EB 50).*

De acordo com a metodologia aprovada AMS-I.D, uma margem combinada (CM), que consiste na combinação da margem de operação (OM) com a margem de construção (BM), será calculada de maneira transparente e conservadora de acordo com os procedimentos descritos na “**ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 2, EB 50)**”.

A avaliação e demonstração da adicionalidade do projeto são realizadas de acordo com o “**Anexo A ao Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades do projeto de MDL de pequena escala – Indicativo das metodologias simplificadas de linha de base e monitoramento para categorias selecionadas de atividades do projeto de MDL de pequena escala**”.

**B.2 Justificativa da escolha da categoria do projeto:**

A PCH Rodeio Bonito está qualificada nesta categoria de projeto, pois:

- a atividade do projeto é uma central hidrelétrica
- a atividade do projeto fornecerá eletricidade à rede brasileira que é parcialmente alimentada por unidades de geração alimentadas com combustível fóssil.
- a atividade do projeto resulta em um novo reservatório e a densidade de potencia da central hidrelétrica é maior que  $4 \text{ W/m}^2$  ( $17,5 \text{ W/m}^2$  no caso da PCH Rodeio Bonito)

O projeto tem capacidade instalada de 14,637 MW, que é inferior a 15 MW e, portanto, a atividade do projeto é qualificada como uma atividade do projeto de pequena escala e permanecerá abaixo dos limites do tipo de atividade do projeto de pequena escala durante todos os anos do período de obtenção de créditos.

**B.3. Descrição do limite do projeto:**

O limite do projeto abrange o local geográfico e físico da fonte de geração de energia hidrelétrica, que é representado pela instalação da central elétrica e da rede para a qual é fornecida eletricidade.

A “ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” recomenda que, considerando as variações específicas do país nas políticas de gerenciamento de rede, a AND delinea os limites dos sistemas elétricos no país. De acordo com o Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e com o Ministério de Minas e Energia (MME) do Brasil, a definição usada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para o Sistema Interligado Nacional (SIN) é então aplicada, definindo uma rede nacional única. Portanto, a rede brasileira é considerada um limite assim como a PCH Rodeio Bonito.

**B.4. Descrição da linha de base e seu desenvolvimento:**

De acordo com a categoria do projeto e a metodologia correspondente, a linha de base é a energia produzida pela unidade de geração renovável (MWh) multiplicada por um coeficiente de emissão (tCO<sub>2</sub>e /MWh) calculado de forma transparente e conservadora como:

- a) Um fator de emissão da margem combinada (CM), consistindo na combinação dos fatores de emissão da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos prescritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” ou
- b) A média ponderada das emissões (em tCO<sub>2</sub>e/MWh) do mix de geração atual. Devem ser usados os dados do ano em que ocorre a geração do projeto.

A Opção (a), uma margem combinada (CM), que consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" foi escolhida para calcular o coeficiente de emissão.

Para o **Sistema Interligado Nacional (SIN)**, os procedimentos para calcular os fatores de emissão de CO<sub>2</sub> foram desenvolvidos por meio de uma cooperação entre o **Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT)** e o **Ministério de Minas e Energia (MME)**, com base nas diretrizes fornecidas pela “ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, aprovada pelo Conselho Executivo do MDL em Bonn, Alemanha. Os fatores de emissão de CO<sub>2</sub> são calculados com base nos registros de geração das plantas despachadas centralmente pelo **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** e, especialmente, das centrais termelétricas. O ONS foi responsável por explicar ao grupo as práticas de operação do SIN, de acordo com as normas da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). De acordo com esses procedimentos, os fatores de emissão de CO<sub>2</sub> têm sido calculados pelo **ONS** desde janeiro de 2006, estando disponíveis para o público em geral e para investidores.

Para a atividade do projeto foi adotado o fator de emissão desenvolvido para a rede nacional. Os detalhes da linha de base e os dados chave estão disponíveis em <http://www.mct.gov.br>.

**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 do projeto de pequena escala registrada no âmbito do MDL:**

O projeto atende a todos os pré-requisitos de "adicionalidade" (veja a aplicação do “Anexo A ao Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades do projeto de MDL de pequena escala - Indicativo das metodologias simplificadas de linha de base e monitoramento para categorias de atividade do projeto de MDL de pequena escala selecionadas, doravante denominada simplesmente "ferramenta de adicionalidade", a seguir) demonstrando que ele não ocorreria na ausência do MDL.

A "ferramenta de adicionalidade" é aplicada para descrever como as emissões antropogênicas de GEEs são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da PCH Rodeio Bonito.

De acordo com o Anexo A ao Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades do projeto de MDL de pequena escala, as evidências quanto ao motivo pelo qual o projeto

## MDL – Conselho Executivo

proposto é adicional podem ser oferecidas segundo as seguintes categorias de barreiras: (a) investimento, (b) tecnológica, (c) prática vigente (d) outra barreira.

O resultado é uma matriz que resume as análises, fornecendo uma indicação das barreiras enfrentadas em cada cenário. O cenário mais plausível será o que tem menos barreiras. A primeira etapa no processo de avaliação e demonstração da adicionalidade do projeto é listar os prováveis cenários futuros. Os cenários alternativos realistas e identificados para a atividade do projeto são:

- **Alternativa 1:** A continuação das atividades atuais.

Este cenário representa a continuação das práticas atuais, que é a geração de eletricidade com participação significativa das centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil e a não-implementação da atividade do projeto.

- **Alternativa 2:** A construção da nova planta de energia renovável

Este cenário representa o uso de uma nova fonte renovável, pequena central hidrelétrica, considerada neutra em termos de emissões GEE. Ela deslocará a eletricidade mais intensiva em carbono gerada no cenário da linha de base.

As barreiras são as seguintes:

- Financeira/econômica – Esta barreira avalia a viabilidade, a atratividade e os riscos financeiros e econômicos associados a cada cenário, considerando os aspectos econômicos gerais do projeto e/ou as condições econômicas no país.
- Técnica/tecnológica – Esta barreira avalia se a tecnologia está disponível no momento, se existe capacitação local para operá-la, se a aplicação da tecnologia segue normas regionais, nacionais ou globais, e, de modo geral, se existem riscos tecnológicos associados ao resultado do projeto específico que está sendo avaliado.
- Prática vigente de negócios – Avalia se a atividade do projeto representa a prática vigente de negócios no setor. Em outras palavras, ela avalia se, na ausência de normas, ela é uma prática padrão no setor, se há experiência para aplicar a tecnologia e se existe uma tendência para que essas atividades tenham prioridade do gerenciamento de alto nível.
- Outras barreiras - Esta barreira avalia se as emissões teriam sido maiores sem a atividade do projeto por qualquer outro motivo identificado, como barreiras institucionais ou informações limitadas, recursos gerenciais, capacidade organizacional, recursos financeiros ou capacidade de absorver novas tecnologias.

### Contexto

Para introduzir a apresentação das barreiras enfrentadas pelos investidores, iremos descrever a instabilidade regulatória no Brasil desde 1995. Foram criadas muitas leis e normas para organizar e fornecer incentivos para novos investimentos no setor energético. A linha de tempo das reformas da eletricidade brasileira foi a seguinte<sup>6</sup>:

<b>Ano</b>	<b>Evento</b>
1988	Nova constituição
1995	Aprovação da Lei das Concessões (no. 8987)
1995	Lei do PIE (Produtor Independente de Energia Elétrica) aprovada no. 9074
1995	Primeira privatização de empresa de distribuição
1997	Criação da ANEEL Primeira privatização de empresa de distribuição
1998	Criação do ONS e MAE
1999	Crise monetária Anúncio do programa prioritário de termelétricas
02/2001	Período de racionamento
02/2001	Autoridade da ANEEL suspensa
2003	Anúncio de um “novo modelo”
2004	Primeiro leilão de energia antigo
2005	Segundo leilão de energia antigo

**Tabela 4: Reformas brasileiras**

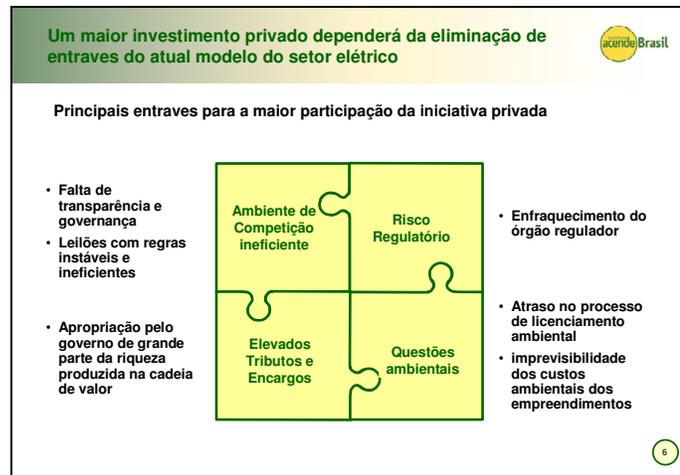
Embora o novo modelo reduza o risco de mercado, sua capacidade de incentivar o investimento privado no setor elétrico dependerá de como o marco regulatório será implementado. Existem vários riscos e incertezas perceptíveis como, por exemplo:

- Riscos de falha regulatória, pois o governo desempenha um papel significativo no planejamento de longo prazo
- É necessário conceber regras para a transição, do modelo atual para o novo, para permitir que os atuais investimentos sejam adequadamente remunerados
- A volatilidade dos preços pode aumentar no mercado de eletricidade de curto prazo ocasionando, por sua vez, maior risco do investimento
- A alta participação da energia hidrelétrica no mix de energia do Brasil e a incerteza sobre a precipitação pluviométrica também contribuem para uma maior volatilidade do mercado de eletricidade de curto prazo.

Algumas das barreiras institucionais inerentes aos investidores privados como resumidas por Claudio J. D. Sales, Presidente, Instituto Acende Brasil são mostradas na Fig. 2. De acordo com ele, as barreiras

<sup>6</sup> Fonte: Oliveira *et al*, 2005. The IPP Experience in the Brazilian Electricity Market [A experiência do PIE no mercado de eletricidade brasileiro]. Artigo 53. Programa sobre energia e desenvolvimento sustentável.

são: falta de transparência das organizações regulatórias, leilão de energia com regras instáveis e atraso no processo de licenciamento ambiental.



**Figura 2: Barreiras à participação do setor privado no setor de energia.**

**Fonte: Instituto Acende Brasil<sup>7</sup>**

Com relação às barreiras **financeiras/econômicas** enfrentadas no momento em que a decisão de implementar o projeto foi tomada:

- A continuação das práticas atuais (Alternativa 1) não apresenta nenhuma barreira financeira/econômica para o desenvolvedor do projeto e não exige financiamento adicional;
- A construção de uma planta de energia renovável (Alternativa 2) enfrenta barreiras financeiras/econômicas específicas: especialmente falta de fundos e falta de financiamento de dívida de longo prazo que fazem com que a atividade do projeto não seja suficientemente atraente para um investidor privado. Portanto, nesta alternativa a atividade do projeto não teria sido comissionada e a energia correspondente teria sido produzida a partir da participação significativa de unidades novas e existentes alimentadas com combustível fóssil na rede brasileira (caso da alternativa 1).

Para ser mais específico sobre as barreiras enfrentadas pela Alternativa 2, temos que enfatizar que o Brasil está sendo afetado por uma **falta de fundos** significativa para financiar suas infra-estruturas. De acordo com a comunidade financeira (Banco Mundial<sup>8</sup>), o investimento em infra-estrutura no Brasil é de cerca de 1% do produto interno bruto, longe dos 3,2% exigidos para evitar deterioração adicional das estruturas e serviços, considerando o crescimento anual do PIB de apenas 2%. Essa falta de investimento no setor de infra-estrutura é parcialmente resultante de o mercado de dívida de longo prazo no Brasil não estar desenvolvido para desenvolvedores privados pequenos e médios. O crédito interno oferecido ao setor privado é bem baixo em comparação com outros países. É de cerca de 30% do PIB,

<sup>7</sup> [http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/20070418\\_Fecomercio\\_v2.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/20070418_Fecomercio_v2.pdf)

<sup>8</sup> Banco Mundial, 2007. Brasil Como Revitalizar os Investimentos em Infra-Estrutura no Brasil; Políticas Públicas para Melhor Participação do Setor Privado - (em dois volumes) Volume I: Relatório principal

## MDL – Conselho Executivo

aproximadamente um terço é de empréstimos concedidos por bancos do setor público<sup>9</sup>. O crédito interno é escasso, oneroso e concentrado em vencimentos de curto prazo.

Existe falta de **financiamento de dívida de longo prazo** dos bancos comerciais para os pequenos e médios investidores. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é o único fornecedor de empréstimos de longo prazo e os outros fornecedores de dívida privada como fundos de pensão, companhias de seguro e fundos mútuos estão investindo principalmente em títulos públicos<sup>10</sup>. A falta de financiamentos de longo prazo locais decorre da relutância dos credores e poupadores em aumentar o prazo dos seus investimentos. Existem várias razões para explicar as dificuldades enfrentadas pelo mercado de dívida de longo prazo no Brasil. Em primeiro lugar, a volatilidade das taxas de juros no Brasil foi muito alta nas últimas décadas. A taxa SELIC, o principal índice de taxa de juros no Brasil, variou de um mínimo de 15,07% a.a. em dezembro de 2007 a um máximo de 45% a.a. em março de 1999<sup>11</sup>. Como consequência, o mercado de crédito é dominado por vencimentos mais curtos (de 90 dias a 01 ano). Os poupadores normalmente optam por investimentos mais líquidos e colocam seu dinheiro em títulos do governo de curto prazo, em vez de investirem em oportunidades de longo prazo como projetos de infra-estrutura. O título com mais liquidez do governo é o LFT (títulos de taxa flutuante com base na taxa de referência diária do Banco Central). Em janeiro de 2006, 37% da dívida interna federal estava em LFTs. Assim, o crédito fica restrito ao curto prazo no Brasil ou ao longo prazo em dólares no exterior (Arida *et al.*, 2004<sup>12</sup>). A alta parcela de vencimento de dívida em até um ano (36% da quantidade total dos títulos detidos pelo público), a maturidade média relativamente curta dos títulos de taxa fixa e a parcela significativa de dívida de taxa flutuante indicam a exposição das taxas de juros de curto prazo mais altas e/ou o risco de refinanciamento no país (Amante *et al* 2007)<sup>13</sup>. As linhas de crédito de longo prazo estão disponíveis somente para os tomadores de empréstimo corporativos mais fortes e para iniciativas especiais do governo que podem fornecer garantias suficientes.

Os desenvolvedores privados com recursos financeiros limitados não conseguem montar estruturas de dívida alavancada para financiar seus projetos. **Altos níveis de garantias** são exigidos para obter financiamento de projetos de energia no Brasil, que é uma barreira para o desenvolvimento de novos projetos. Seguro, garantias financeiras, assessorias financeiras são exigências que aumentam o custo do projeto e se constituem em barreiras para os aspectos econômicos do projeto. As outras garantias exigidas são a manutenção de um índice de capitalização mínimo, manutenção de um índice de capital de giro mínimo, manutenção de um índice de cobertura da dívida mínimo, restrição com relação ao pagamento de dividendos a acionistas, restrição com relação a contrair novas dívidas, aquisição de títulos de dívida a prazo com juros fixos mínimos assegurados pelo desenvolvedor equivalentes ao indexador de

---

<sup>9</sup> Deutsche Bank Research Brasil: O país do futuro? Economic scenarios for the next 15 years [Cenários econômicos para os próximos 15 anos]. [http://www.dbresearch.com/PROD/DBR\\_INTERNET\\_EN-PROD/PROD000000000199361.pdf](http://www.dbresearch.com/PROD/DBR_INTERNET_EN-PROD/PROD000000000199361.pdf)

<sup>10</sup> Brasil 2015: Uma agenda de reformas, Armando Castelar Pinheiro Seminário no Banco Interamericano de Desenvolvimento, Washington, 4 de outubro de 2005

<sup>11</sup> <http://www.bcb.gov.br/?SELICMES>

<sup>12</sup> Arida, P., Bacha, E.L., Resende, A.I. 2004. Credit, Interest, and Jurisdictional Uncertainty: Conjectures on the Case of Brazil [Crédito, Juros e Incerteza Jurisdicional: Conjeturas sobre o Caso do Brasil]. Em F. Giavazzi, I. Goldfajn e S. Herrera (orgs.), Inflation Targeting, Debt, and the Brazilian Experience [Metas de inflação, dívida e a experiência brasileira], 1999 a 2003. Cambridge, MA: MIT Press.

<sup>13</sup> André Amante, Márcio Araujo e Serge Jeanneau (2007). A busca por liquidez no mercado doméstico brasileiro de títulos públicos federais. BIS Quarterly Review, junho de 2007.

## MDL – Conselho Executivo

inflação do contrato de comercialização de energia mais a margem anual de rendimentos de 10% sobre os valores investidos<sup>14</sup>. Além disso, o projeto normalmente não é financiado com base nas suas finanças e o desenvolvedor fica exposto ao risco de um financiamento adicional.

Para enfatizar a dificuldade de financiar esses projetos, pode-se mencionar que o governo criou o Programa do Governo Federal PROINFA para tentar responder a essa dificuldade. O programa fornece CCVEs de longo prazo e condições especiais de financiamento. A PCH Rodeio Bonito não participou deste programa porque o desenvolvedor considerou a exigência de garantias do BNDES para financiamento de projeto excessivas. Embora isto possa ser o procedimento do Banco como uma instituição financeira, visando a mitigação de riscos, isto é considerado como uma barreira financeira. Além disso, o governo brasileiro promulgou um decreto em 2006 estabelecendo que todas as “RCEs do PROINFA” não pertenceriam ao desenvolvedor do projeto. Como o desenvolvedor já tinha considerado o incentivo dos créditos de carbono, a PCH Rodeio Bonito não participou do programa.

No Brasil, o PROINFA foi iniciado para dar incentivo às fontes alternativas de eletricidade para aumentar a participação das fontes de energia renovável no perfil elétrico brasileiro. O governo brasileiro criou um grande fundo monetário com o objetivo de desenvolver este plano. Para fins de comparação, no programa de apoio do PROINFA, a maior parte dos projetos selecionados ainda não foi comissionada. Somente metade dos projetos está agora funcionando ou em construção. Isso mostra uma vez mais que, mesmo com apoio sólido do governo federal, os promotores privados enfrentam dificuldades financeiras enquanto desenvolvem seus projetos.

Projetos de PCH aplicados		Projetos de PCH selecionados		Projetos de PCH contratados		Projetos de PCH em construção		Projetos de PCH em operação	
R\$	MW	R\$	MW	R\$	MW	R\$	MW	R\$	MW
104	1.924	81	1.410	65	1.189	26	799	9	154

**Tabela 5: Situação do programa PROINFA em dezembro de 2006<sup>15</sup>.**

Das 81 PCHs que foram inicialmente selecionadas pelo programa PROINFA, menos da metade delas foram realizadas. A decisão do governo federal de adiar para dezembro de 2008 o prazo final para operação dos projetos selecionados no âmbito do PROINFA e também de aumentar a alavancagem financeira de 70% para 80% esclarece as dificuldades que os desenvolvedores de projetos estão enfrentando atualmente<sup>16</sup>.

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

<sup>14</sup> Alencar, C.T. e Filho, F.L. (2006). Risk mitigation for the private power projects investors in Brazil – The Guarantees Structure [Mitigação de riscos para investidores de projetos de energia privados no Brasil - A estrutura de garantias]. CIB W107 Construction in Developing Countries International Symposium [Construção no Simpósio internacional de países em desenvolvimento].

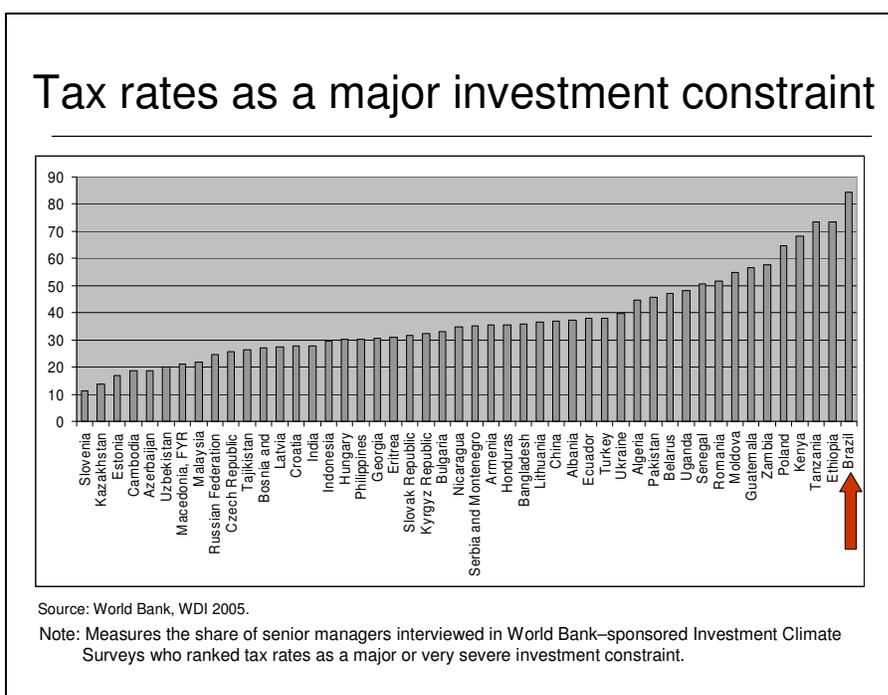
<sup>15</sup> <http://www.fundacionbariloche.org.ar/idee/taller%20renovables/panel%205/Bermann.pdf>

<sup>16</sup> Berman 2007. *As novas energias no Brasil* – inclusão social e programas de governo. Rio de Janeiro: Fase, 2007

## MDL – Conselho Executivo

sendo desenvolvida no país participa do programa PROINFA ou do MDL. Para ilustrar esse ponto, compilamos dados de projetos do PROINFA e de projetos de MDL de pequenas hidrelétricas, no início do ano de 2008. Nessa época, 542,5 MW de PCHs foram aplicados para o MDL<sup>17</sup>, enquanto 816,5 MW dos projetos de PCH estavam sendo construídos com o PROINFA.

Na época em que o desenvolvedor do projeto decidiu implementar a atividade do projeto, a **incerteza inflacionária** era muito alta no Brasil. A incerteza inflacionária resulta em incerteza de custos, juros, impostos, depreciação, política monetária etc<sup>18</sup>. O spread da taxa de juros e as alíquotas dos impostos são muito altas em comparação com outros países (Fig. 3)<sup>19</sup>. Isso é evidenciado pelo fato de que a carga tributária do país cresceu fortemente nos últimos anos, chegando a cerca de 37% do produto interno bruto. O complicado sistema tributário do Brasil constitui-se em um imenso impedimento para fazer negócios no país. Um relatório recente do Banco Mundial constatou que uma empresa típica no Brasil gasta 2.600 horas por ano para pagar seus impostos - colocando o país na última posição entre os 177 países estudados<sup>20</sup>.



**Figura 3: Taxas de juros no Brasil em comparação com outros países (Banco Mundial, 2005)**

Existem outros problemas no mercado financeiro que contribuem para que os spreads das taxas de juros sejam um dos mais altos no mundo. Volatilidade do mercado, incerteza jurisdicional, competição

<sup>17</sup> Status atual das atividades do projeto no âmbito do MDL no Brasil e no mundo. Última compilação da página da Web da UNFCCC: 19 de fevereiro de 2008. [http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0023/23251.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23251.pdf)

<sup>18</sup> Banco Central do Brasil Série Artigo 157. Is the investment-uncertainty link really elusive? The harmful effects of inflation uncertainty in Brazil [A ligação entre incerteza e investimento é realmente ilusória? Os efeitos nocivos da incerteza inflacionária no Brasil], 2007. <http://www.bcb.gov.br/pec/wps/ingl/wps157.pdf>

<sup>19</sup> Banco Mundial, WDI, 2005

<sup>20</sup> Financial Times, <http://www.ft.com/cms/s/0/813132d8-e40c-11dc-8799-0000779fd2ac.html>

## MDL – Conselho Executivo

insuficiente entre as instituições financeiras e impostos altos são alguns dos problemas que impedem o crescimento do investimento no setor privado. Em condições de incerteza inflacionária, os agentes de aversão a risco exigem um prêmio de risco para comprar títulos nominais, aumentando o custo do capital e depreciando o investimento. Portanto, a incerteza inflacionária tem um peso muito grande nas preocupações dos desenvolvedores privados.

Além disso, embora Rodeio Bonito tenha sido autorizada pela ANEEL em 2004, o promotor anterior manteve a licença inativa durante 3 anos. Durante esse tempo de latência os preços de construção e equipamentos aumentaram significativamente, deteriorando ainda mais as finanças do projeto<sup>21</sup> (Fig. 4).

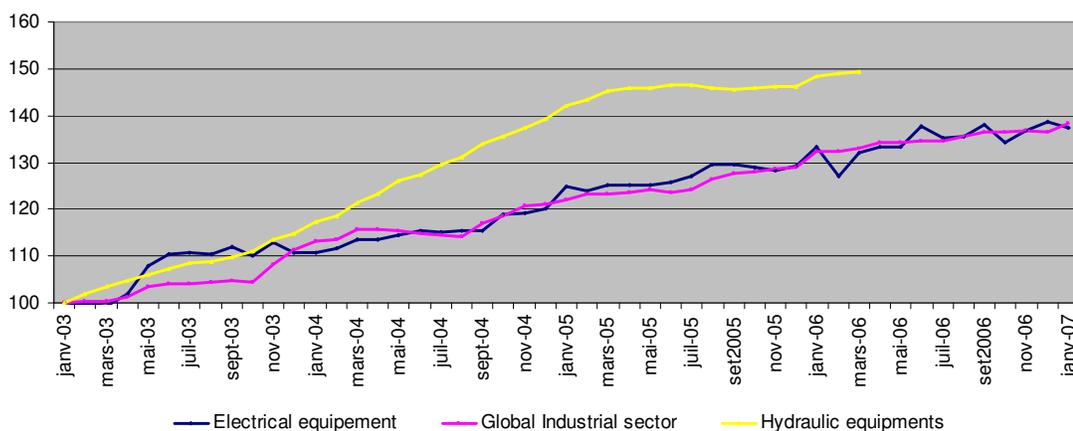


Figura 4: Índices 100 (base jan. 2003) dos custos de construção e equipamentos ([www.abimaq.org.br](http://www.abimaq.org.br))

Como demonstração adicional dessa barreira para investimentos, o participante do projeto forneceu uma análise de investimentos do projeto de Rodeio Bonito. A TIR é a taxa de retorno composta efetiva anualizada que pode ser obtida sobre o capital investido, ou seja, o rendimento sobre o investimento. Um projeto é uma boa proposta de investimento se a TIR for maior que a taxa de retorno que poderia ser obtida em investimentos alternativos, nesse caso representada pelo valor do benchmark. A TIR dos acionistas será usada como indicador financeiro do projeto, e como referência para representar os retornos padrão no mercado será usada a taxa de juros brasileira, conhecida como taxa *SELIC* (Sistema Especial de Liquidação e Custódia).

O SELIC é um grande sistema computadorizado, sob responsabilidade do Banco Central do Brasil e da Associação Nacional das Instituições do Mercado Aberto, desde 1980, quando foi criado. O Comitê de Política Monetária Nacional (COPOM) estipula uma meta para a SELIC que pode ser definida como a taxa média dos financiamentos diários, com lastro em títulos federais, selecionada no Sistema Selic, que fica em vigor durante todo o período entre as reuniões ordinárias do Comitê.

A taxa SELIC é apurada no Sistema SELIC e obtida pelo cálculo da taxa média considerada e ajustada das operações de financiamento por um dia, com lastro nos títulos públicos federais e estudada no sistema referenciado ou na câmara de compensação e venda para liquidação de ativos. Os operadores das instituições transferem pelo SELIC, on-line, os negócios relativos a títulos públicos envolvendo os bancos que compram e os que vendem esses títulos. Portanto, a taxa Selic é a taxa que remunera os investidores no negócio de compra e venda de títulos públicos. As instituições financeiras qualificadas,

<sup>21</sup> [www.abimaq.org.br](http://www.abimaq.org.br)

## MDL – Conselho Executivo

como bancos, bancos de poupança, corretores de sociedades de títulos e valores mobiliários, sociedades de distribuição de títulos, são capazes de fazer esse tipo de operação. O título com maior liquidez do governo é o LFT (títulos de taxa flutuante com base na taxa de referência diária do Banco Central do Brasil).

A partir de janeiro de 2006, 37% da dívida interna federal estavam em LFTs e tinham duração de um dia (Fonte: Tesouro Nacional; [www.tesouro.fazenda.gov.br](http://www.tesouro.fazenda.gov.br)). Esta taxa quase segue a taxa do CDI, que é influenciada pela taxa SELIC, definida pelo COPOM.

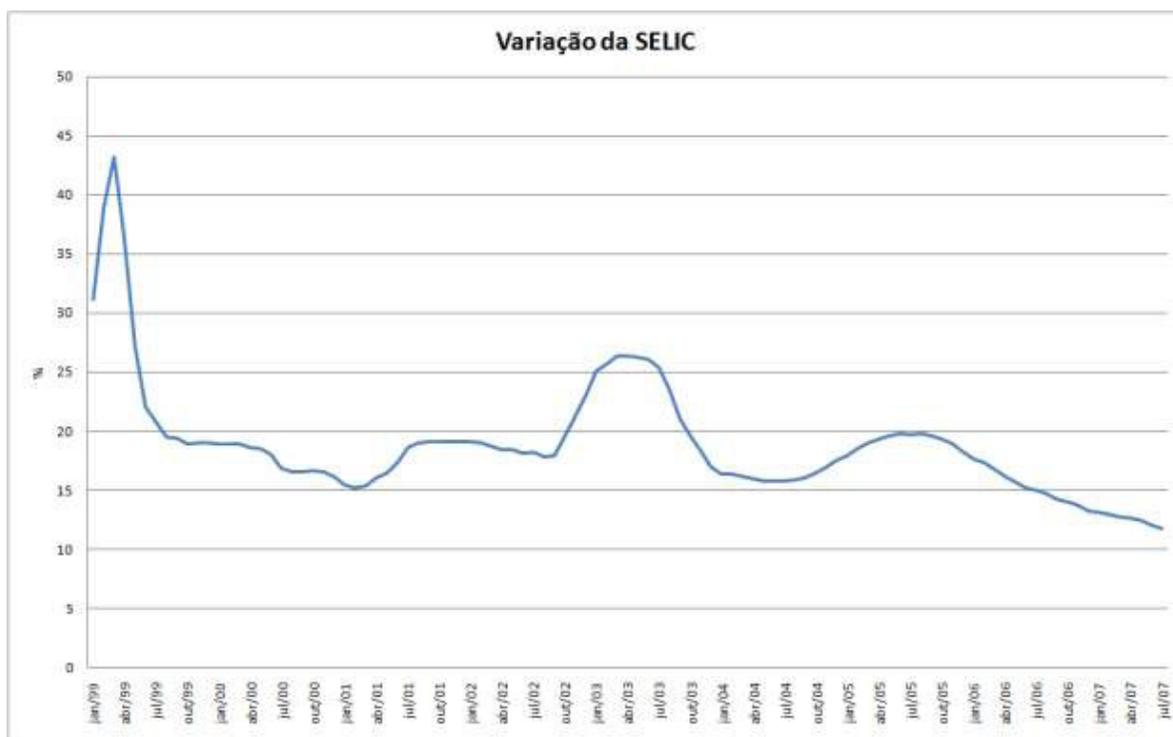


Figura 5: Variação da taxa SELIC  
(Fonte: Banco Central do Brasil)

Para ser conservador, foi considerado o valor médio de 2 anos antes da decisão de investimento ser considerada. A data da decisão de investimento considerada é a da decisão do Conselho de Administração, em 18 de junho de 2007. Nesta data estavam disponíveis valores atualizados dos custos de investimento mais importantes, como mencionado no documento, e a análise de investimentos do projeto foi finalizada. De julho de 2005 a junho de 2007, o valor médio da SELIC foi de 15,5% (veja a Figura 5). Este valor é visto como conservador, considerando a tendência decrescente da SELIC iniciada em abril de 2005 e que continuou até março de 2008, e os valores médios da SELIC em 2006 (14,9%).

O fluxo de caixa fornecido pelo participante do projeto foi verificado por auditores externos e apresentou uma TIR de 13,3% sem as receitas dos créditos de carbono. Esse valor é 2,2% inferior ao valor do benchmark.

## MDL – Conselho Executivo

Para quantificar os impactos dos créditos de carbono na TIR, foi considerado um valor de 15 euros por crédito de carbono, que é conservador em comparação com o valor no leilão de créditos de carbono realizado na cidade de São Paulo (16,2 euros por RCE em 2007, 19,2 euros em 2008<sup>22</sup>). Além disso, foi levado em consideração o valor médio da taxa de câmbio no período de julho de 2005 a junho de 2007 (R\$ 2,74/euro). O valor do fator de emissão considerado foi o do subsistema sul da rede brasileira em 2006. Considerando essas hipóteses, o valor da TIR do projeto com as receitas dos créditos de carbono é de 15,9%, 2,6% superior ao valor da TIR do projeto sem as receitas dos créditos de carbono (13,3%). Esse valor também é 0,4 % superior ao benchmark também considerado. Esses dois fatos destacam claramente a relevância e importância do incentivo dos créditos de carbono. Os valores de entrada da análise financeira apresentados no DCP são apoiados por documentos de terceiros ou por documentos oficiais emitidos por órgãos governamentais como a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Os parâmetros obtidos de documentos de terceiros refletem a situação econômica real do projeto no momento da tomada de decisão; esses documentos foram disponibilizados para o validador.

Para a análise de benchmark ficar mais consistente foi realizada uma análise de sensibilidade alterando os seguintes parâmetros:

- Aumento da geração de eletricidade;
- Aumento da tarifa de eletricidade;
- Redução dos custos de O&M;
- Redução do investimento.
- Esses parâmetros foram selecionados, pois são os que têm mais probabilidade de oscilar ao longo do tempo. Os valores das variações mais altas possíveis são apoiados por estudos, artigo ou mesmo condições técnicas.

Se o valor da variação mais alta possível para qualquer parâmetro for maior que a alteração necessária para viabilizar o projeto, então existe teoricamente um cenário possível que viabiliza o projeto. A Tabela 5 apresenta os resultados da análise de sensibilidade.

Parâmetro	Varição necessária para a viabilização	Varição mais alta possível	TIR considerando a variação mais alta possível
Preço da tarifa	15%	10%	14,8%
Custos de investimento	-16%	-5%	14,0%
Eletricidade gerada	18%	10%	14,6%
Custos de O&M	-85%	-50%	14,6%

Tabela 5: Análise de sensibilidade

O valor da variação mais alta possível considerado para a geração de eletricidade é representado por um aumento de 10% na saída anual do projeto. Isso resultaria em valores de vazão do rio Irani 10% mais altos do que a média dos valores históricos de vazão ao longo de um período de 25 anos, o que é altamente improvável.

<sup>22</sup> <http://noticias.ambientebrasil.com.br/noticia/?id=40914>

## MDL – Conselho Executivo

O valor da variação mais alta possível para a tarifa de eletricidade baseou-se em um estudo que avalia a tarifa de eletricidade em 2006 e 2007 no país anfitrião. O valor da variação foi ajustado em 10%, considerando que todos os preços observados eram inferiores ao valor retido no modelo financeiro, demonstrando o conservadorismo do modelo.

Especificamente para este projeto, o custo de O&M não é um parâmetro crítico. Mesmo considerando os custos de O&M com uma redução de 50%, a TIR do cenário 2 é menor que o benchmark.

O valor da variação mais alta possível para investimentos baseia-se em documentos externos que apresentam os dados médios para o valor investido em uma pequena central hidrelétrica por MW. Todos os dados disponíveis apresentam valores superiores ao valor retido no modelo. Como resultado a variação mais alta possível foi ajustada para -5%.

Depois de realizar a análise de investimentos e de sensibilidade, é possível concluir que a Alternativa 2 enfrenta barreiras para investimentos significativas que evitariam sua implementação, e que a atividade do projeto *não pode ser considerada financeiramente atraente*.

Nesse contexto de barreira financeira/econômica, o incentivo dos créditos de carbono forneceu ao participante do projeto não apenas o nível exigido de confiança na viabilidade do nosso projeto, mas também uma visibilidade que nos permite levantar os fundos exigidos no mercado. Junto com o apoio financeiro direto do MDL para implementação do projeto, que é parte de todos os projetos desenvolvidos pelo grupo Velcan Energy, o promotor do projeto considera o MDL também como um apoio para levantamento de fundos.

Desde 2005, investidores privados do mundo investiram na empresa, em parte por causa do componente carbono do perfil da empresa. É mostrado claramente que desde 2005 os investidores concentram-se no mercado de carbono como commodity. Sem o potencial do MDL de nossos projetos, a atratividade da empresa para colocações privadas não seria tão alta como hoje e os fundos para o projeto não seriam suficientes. Para PIEs de tamanho pequeno e médio em todo o mundo, o MDL se tornou uma vantagem clara para obter visibilidade, e também um importante bônus para o financiamento privado pelos acionistas.

**Em relação às barreiras técnicas/tecnológicas:**

- No caso da Alternativa 1 (continuação das práticas atuais), não existem barreiras técnicas/tecnológicas, pois esta simplesmente representa uma continuação das práticas atuais de geração de eletricidade, que demonstraram que funcionam e não envolvem a implementação de nenhuma nova tecnologia ou inovação.
- A Alternativa 2 não enfrenta nenhuma barreira técnica/tecnológica.

**Em relação à análise da prática vigente de negócios:**

- A continuação das práticas atuais (Alternativa 1) não apresenta nenhum obstáculo específico. Isso é por definição a prática vigente na região.

- No caso da Alternativa 2, existem barreiras que teriam que ser superadas. A prática comum no Brasil no setor de energia elétrica tem sido a **construção de centrais hidrelétricas de grande escala e, mais recentemente, de termelétricas alimentadas com combustível fóssil**, com gás natural, que também recebem incentivos do governo.

Está claro que a energia hidrelétrica de grande escala é e continuará sendo a principal fonte para a eletricidade de base no Brasil. Com as descobertas de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003, a política de utilizar gás natural para gerar eletricidade continua sendo uma possibilidade e continuará a gerar interesse de investidores da iniciativa privada no setor energético brasileiro.

A Figura 6 demonstra claramente que a capacidade adicionada de geração no Brasil é composta de grandes centrais hidrelétricas e centrais termelétricas e não de pequenas centrais elétricas que representam uma parte não significativa dessas novas unidades (na média, a PCH representa 3,7% da nova capacidade de geração ao longo do período de 2002 a 2005).

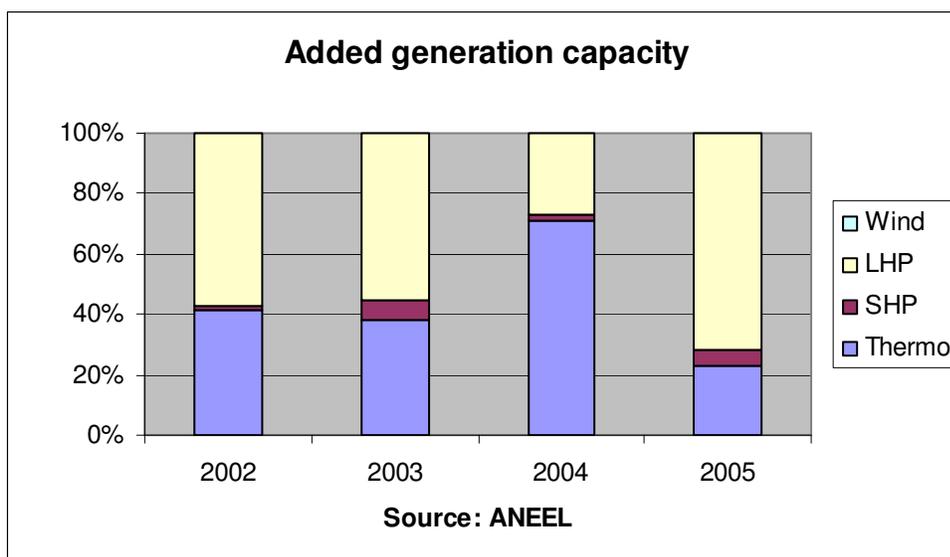


Fig. 6: Capacidade adicionada de geração (GW)

O Brasil tem um total de 1.688 plantas em operação gerando 100.473.260 kW de energia, dos quais 74,58% são de centrais hidrelétricas de grande escala. Existem 292 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) gerando 1.819.247 kW, portanto, responsável por somente 1,81% da geração<sup>23</sup>. Já 21,25% da energia gerada no país vêm de centrais termelétricas, e a tendência é que esse número aumente nos próximos anos, pois 51,7% da capacidade de geração aprovada entre 1998 e 2008 são de centrais termelétricas (comparado com somente 12,64% de PCHs).

No subsistema sul, no qual o projeto está localizado, o sistema de geração tem uma capacidade instalada de 33.329 MW. As grandes hidrelétricas e termelétricas constituem 87% e 11,6% respectivamente, mostrando que as PCHs correspondem a uma fração muito pequena<sup>24</sup>. No estado de Santa Catarina, a geração de eletricidade de PCHs é 3,2% da geração total. Os projetos de grandes hidrelétricas e

<sup>23</sup> <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=5&fase=3>

<sup>24</sup> Plano decenal de expansão de energia elétrica 2006 – 2015 (MME/EPE)

## MDL – Conselho Executivo

termelétricas respondem por 78% e 18% da geração total, respectivamente<sup>25</sup>. Esses números mostram que os interesses para construção de centrais termelétricas têm sido mais importantes que os para PCHs e que a tendência, em termos de geração de energia, não está na construção de PCHs.

Para demonstrar que a atividade do projeto não é prática comum, o participante do projeto analisou outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta e que ocorreram no momento da fase de decisão do projeto na região sul do Brasil, onde é implementada a atividade do projeto. Portanto, é possível identificar as pequenas hidrelétricas que têm incentivos (Proinfa e/ou MDL) ou não, para reforçar ainda mais a necessidade de incentivos.

Na Tabela 6, o participante do projeto apresenta o início das operações das PCHs de 2005 a 2007 (fonte ANEEL 2007, UNFCCC 2007).

Started operations in 2005 / South Region (PR, SC, RS)															
Name	State	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Proinfa
Cristalino	PR								4					X	
Furnas do Segredo	RS										9,8			X	
Santa Clara I	PR								3,6					X	
Santo Antônio	RS										4,5				
Partial total (MW)		0	0	0	0	0	0	0	7,6	0	14,3	0	0		
Total (MW)		21,9													

Started operations in 2006 / South Region (PR, SC, RS)															
Name	State	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Proinfa
Carlos Gonzatto	RS				9,0										X
Esmeralda	RS												22,2		X
Fundao I	PR												2,5	X	
Rio Palmeiras I	SC							1,5							
Rio Palmeiras II	SC											1,4			
Sao Bernardo	RS								15,0						X
Partial total (MW)		0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	1,5	15,0	0,0	0,0	1,4	24,7		
Total (MW)		51,6													

Started operations in 2007 / South Region (PR, SC, RS)															
Name	State	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Proinfa
Caju	SC						3,2								
Contestado	SC												5,6		
Coronel Araujo	SC												5,6		
Faxinal dos Guedes	SC		4,0											X	
Flor do Sertao	SC							16,5							X
Ludesa	SC								30,0						X
Mafras	SC											2,2			
Santa Laura	SC										15,0				X
Salto Santo Antônio	SC									1,7				X	
Partial total (MW)		0,0	4,0	0,0	0,0	0,0	3,2	16,5	30,0	1,7	15,0	2,2	11,1		
Total (MW)		83,7													

Tabela 6: Início das operações das PCHs de 2005 a 2007, na região sul do Brasil

Em termos de números de PCHs, 19 PCHs iniciaram as operações de 2005 a 2007, na região sul do Brasil, onde 12 receberam algum tipo de incentivo. Em termos de potência instalada, isso representa 85%

<sup>25</sup> <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.asp?cmbEstados=SC:SANTA%20CATARINA>

## MDL – Conselho Executivo

do total de 157,2 MW. Todas as 7 PCHs que iniciaram as operações neste período na região sul e que não estão recebendo benefícios do Proinfa ou do MDL têm uma capacidade muito menor do que a atividade do projeto. Portanto, definitivamente elas não são comparáveis.

Para o ano específico de 2007, quando foi iniciada a construção de Rodeio Bonito, das 9 PCHs que entraram em operação, 5 receberam incentivos. Em termos de capacidade instalada, isso representa 80% do total de 83,7 MW.

As outras 4 PCHs que não receberam incentivos têm menos de 5,6 MW de capacidade instalada. Portanto, devido às características técnicas muito diferentes, essas PCHs não podem ser comparadas com a atividade do projeto proposta com quase 15 MW de capacidade instalada. Como exemplo, para o projeto de Contestado de 5,6 MW, a altura do reservatório é de 3 m (fonte: www.eletrisa.com.br), que definitivamente não pode ser comparada com a altura do reservatório de Rodeio Bonito que é de cerca de 27 m e com o investimento induzido.

Considerando as informações acima, a situação da maior parte dos projetos de pequenas hidrelétricas no Brasil é a implementação deste tipo de projeto com algum tipo de incentivo, levando-se em conta que das unidades em operação que começaram a operar na região sul do Brasil em 2007, 80% da capacidade instalada veio das plantas implementadas com incentivos. Assim, demonstrou-se claramente que a atividade do projeto não é uma prática comum de negócios.

Em relação a **outras** barreiras:

- **A Alternativa 1 não enfrenta nenhuma barreira.**
- No caso da **Alternativa 2**, a linha de transmissão terá que ser construída entre a atividade do projeto e a subestação da rede que atravessa a cidade de Chapecó. Isso criaria efeitos NIMBY (“Not in my backyard”, não no meu quintal), que representa um risco para o desenvolvimento do projeto.

A eletricidade gerada pela atividade do projeto será transportada por uma linha de transmissão de 69 kV. A distância entre a subestação e o local da atividade do projeto é de cerca de 15 quilômetros. A especificidade desta linha de transmissão é que um terço do comprimento total está na área urbana, atravessando a cidade de Chapecó, ao longo de uma distância de aproximadamente 5 quilômetros. A linha de transmissão terá 86 postes de concreto, dos quais 26 ficarão na cidade de Chapecó.

O layout de uma parte da linha de transmissão em Chapecó poderia criar efeitos NIMBY. NIMBY é o termo dado a oposição local a propostas de desenvolvimento de bens de interesse público que são vistos pela população local como ameaça (como locais de aterro sanitário, plantas de incineração, linhas de transmissão elétrica). Essa possível oposição local poderia resultar em atrasos no desenvolvimento do projeto, na necessidade de compensação financeira e foi considerada como um risco pelo desenvolvedor do projeto.

Barreiras avaliadas		Alternativa 1	Alternativa 2
		Continuação das atividades atuais	Construção de uma nova planta
1	Financeira / econômica	Não	<b>Sim</b>
2	Técnica / tecnológica	Não	Não
3	Prática vigente de negócios	Não	<b>Sim</b>
4	Outras barreiras	Não	<b>Sim</b>

Tabela 7: Resumo da análise de barreiras

## MDL – Conselho Executivo

Para concluir, a prática vigente de negócios no Brasil assim como a obtenção de financiamento e garantias financeiras para o projeto são as barreiras para investimentos em projetos de energia renovável no país. O acesso a financiamento de longo prazo para projetos de energia renovável é difícil, principalmente por causa das garantias necessárias e da falta de uma estrutura financeira efetiva para os projetos. O alto custo do capital no Brasil é uma barreira para os projetos a serem desenvolvidos. Como exemplo, uma análise rápida da instalação de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil, desde 2001, mostra que os incentivos para esta fonte não eram eficazes, indicando uma barreira de mercado/financeira.

A análise de barreiras mostra que o cenário mais plausível é a continuação das práticas atuais (continuação da geração de eletricidade da rede cada vez mais intensiva em combustível fóssil). O cenário do projeto irá deslocar eletricidade da rede de uma fonte cada vez mais intensiva em carbono, resultando assim em reduções de emissões significativas de GEE. Este projeto não pode ser considerado uma 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 é o cenário mais atraente. Portanto, os cenários da linha de base e do projeto são definidos como a seguir:

- O **cenário da linha de base** é a continuação das práticas atuais.
- O **cenário do projeto** é a construção de uma nova central hidrelétrica (14,637 MW). A nova planta irá deslocar eletricidade da rede de uma fonte mais intensiva em carbono, resultando assim em reduções de emissões significativas de GEE. O cenário do projeto é de adicionalidade em comparação ao cenário da linha de base e, portanto, é elegível para receber RCEs (Reduções Certificadas de Emissão) no MDL.

### Aprovação do MDL e análise de barreiras

Apesar das barreiras enfrentadas pelo projeto, o participante do projeto decidiu fazer o investimento como parte do esforço global da empresa para aumentar seu portfólio no Brasil e em outros lugares. A empresa decidiu aprovar o projeto com base em critérios como o tipo de fonte de energia e as receitas das RCEs. Vale mencionar que todos os projetos desenvolvidos pela empresa são projetos de geração de energia renovável, e que o incentivo das receitas das RCEs é parte do modelo de negócios da empresa desde sua criação. Como resultado, o incentivo das receitas das RCEs foi crítico para a aprovação pelo Conselho do investimento industrial antes da data de início do projeto (conforme incluído no memorando da reunião do Conselho de diretores, de 18/06/2007).

As ações reais adicionais para continuar a atividade como MDL incluíram a inclusão desta atividade do projeto no pipeline de iniciativas em andamento do MDL sendo executadas pelo participante do projeto no Brasil, a preparação de um DCP adequado; a contratação da DNV como validador da atividade do projeto, e a contabilização dos créditos de carbono pela equipe financeira da Velcan para a valorização do projeto. A linha de tempo para essas ações está incluída na tabela a seguir

<b>Ação</b>	<b>Data de início</b>
Inclusão do projeto no pipeline de carbono e no desenvolvimento da Velcan	11/2006
Início do desenvolvimento do DCP	04/2007
Aprovação do investimento industrial pelo Conselho da Velcan	06/2007
Início da construção	08/2007
Cotação do validador	12/2007
Validação da DNV	04/2008

**B.6. Reduções de emissões:****B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:**

De acordo com a metodologia AMS ID e a “ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” os procedimentos a seguir serão aplicados para calcular as emissões do projeto, emissões da linha de base, emissões das fugas e reduções de emissões para a atividade do projeto.

**Emissões do projeto**

Para atividades de projetos de hidrelétricas que resultam em novo reservatório, as emissões do projeto são estimadas de acordo com o procedimento descrito na metodologia ACM 0002:

(a) Se a densidade de potência ( $PD$ ) da central hidrelétrica for maior que  $4 \text{ W/m}^2$  e menor ou igual a  $10 \text{ W/m}^2$ :

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

Onde:

$PE_y$  = Emissão do reservatório expressa como  $\text{tCO}_2\text{e/ano}$

$EF_{Res}$  = é o fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios e o valor padrão conforme o EB23 é  $90 \text{ kg CO}_2\text{e /MWh}$ .

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

(b) se a densidade de potência ( $PD$ ) da central for maior que  $10 \text{ W/m}^2$ :

$$PE_y = 0$$

A densidade de potência da atividade do projeto é calculada como a seguir:

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

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, este 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.

**Emissões da linha de base**

## MDL – Conselho Executivo

Os procedimentos para calcular o fator de emissão de CO<sub>2</sub> para a rede brasileira foram desenvolvidos por meio de uma cooperação entre o MCT e o MME, com base nas diretrizes fornecidas pela “**ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico**”, aprovada pelo Conselho Executivo do MDL em Bonn, Alemanha.

O cálculo da margem de operação é feito com base na OM da análise dos dados de despacho e na margem de construção que é disponibilizada anualmente. Está disponível para os anos de 2006, 2007 e estará disponível ex-post para cada ano no qual o projeto ocorrer. O fator de emissão da linha de base é calculado como a média ponderada do fator de emissão da margem de operação e do fator de emissão da margem de construção. Os pesos, por padrão, são 0,5 para OM e BM. Será aplicado o fator de emissão para o sistema nacional brasileiro.

Os detalhes do cálculo do fator de emissão da margem de operação, margem de construção, cálculo do fator de emissão da linha de base, definição de subsistema, descrição detalhada da metodologia e os parâmetros e dados usados nos cálculos do fator de emissão podem ser encontrados em [www.mct.gov.br](http://www.mct.gov.br)

### Fugas

As possíveis principais emissões provocadas por fugas, no contexto de projetos do setor elétrico, são as emissões que ocorrem por causa de atividades como construção de central elétrica, transporte de materiais, manuseio de combustíveis (extração, processamento e transporte) e inundação de terras. Os participantes do projeto não precisam considerar essas fontes de emissão como fugas ao aplicar esta metodologia.

### Reduções de emissões

As reduções de emissões são calculadas como a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Onde:

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

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

$PE_y$  = Emissões do projeto no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/ano)

$LE_y$  = Emissões de fugas no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/ano)

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

<b>Dado / Parâmetro:</b>	<b>Área</b>
Unidade do dado:	km <sup>2</sup>
Descrição:	Superfície do reservatório no nível máximo
Fonte do dado usada:	Resolução da ANEEL
Valor aplicado:	0,838 km <sup>2</sup>
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente	Ele será usado para calcular a densidade de potência do reservatório. Tem impacto na aplicabilidade do metodologia e no cálculo das reduções certificadas de emissões das atividades do projeto.

MDL – Conselho Executivo

aplicados:	
Comentário:	Este dado é medido uma vez no início do projeto.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	<b>Capacidade instalada</b>
Unidade do dado:	MW
Descrição:	Capacidade instalada da atividade do projeto
Fonte do dado usada:	Resolução da ANEEL e o relatório detalhado do projeto
Valor aplicado:	14,637
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Ele é usado para calcular a densidade de potência do reservatório. Também é usado para calcular as reduções certificadas de emissão da atividade do projeto, pois o cálculo da energia elétrica assegurada depende deste dado.
Comentário:	

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$w_{OM}$
Unidade do dado:	%
Descrição:	Ponderação do fator de emissões da margem de operação
Fonte do dado usada:	“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (Versão 2/EB50).
Valor aplicado:	50
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Este valor foi selecionado porque a atividade do projeto não consiste em geração de energia eólica nem solar
Comentário:	---

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$W_{BM}$
Unidade do dado:	%
Descrição:	Ponderação do fator de emissões da margem de construção
Fonte do dado usada:	“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (Versão 2/EB50).
Valor aplicado:	50
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Este valor foi selecionado porque a atividade do projeto não consiste em geração de energia eólica nem solar.
Comentário:	---

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

#### Emissões do projeto

Mesmo que a AMS ID não recomende nenhum cálculo para as emissões do reservatório, para ter hipóteses conservadoras aplicamos os cálculos das emissões do projeto para reservatórios como recomendado pela ACM0002. De acordo com a ACM0002, novos projetos de centrais hidrelétricas com reservatórios devem considerar as emissões do projeto. A densidade de potência ( $W/m^2$ ) da atividade do projeto é calculada como a seguir:

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

$Cap_{PJ} = 14,637$  MW

$Cap_{BL}$  = Para novas centrais hidrelétricas este valor é zero.

$A_{PJ} = 0,838$  km<sup>2</sup>

$A_{BL}$  = Para novos reservatórios este valor é zero.

$$PD = \frac{14,637}{0,838} = 17,5 \text{ MW/km}^2 = 17,5 \text{ W/m}^2$$

A densidade de potência é maior que  $10 \text{ W/m}^2$ , então  $PE_y = 0$

#### Emissões da linha de base

As emissões da linha de base  $BE_y$  são calculadas como a eletricidade fornecida pela PCH Rodeio Bonito à rede multiplicada pela taxa de emissão média de  $CO_2$  da linha de base estimada.

$$(1) \quad BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y}$$

Onde:

$EG_{PJ,y}$  Eletricidade fornecida à rede pela atividade do projeto no ano “y” (74.351 MWh/ano).

## MDL – Conselho Executivo

$EF_{grid,CM,y}$  Fator de emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) no ano  $y$  (0,2023 tCO<sub>2</sub>/MWh para o ano de 2006, como pode ser visto aqui abaixo na tabela 8). (com base nos valores publicados pela AND brasileira, Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima).  $EF_{grid,CM,y}$  será monitorado *ex-post*

A PCH Rodeio Bonito deve gerar cerca de 77.059 MWh/ano como mostrado a seguir, implicando um PLF de aproximadamente 60%:

Mês	Geração média de energia (MW) <sup>26</sup>	Geração total (MWh)	Eletricidade fornecida à rede (MWh) <sup>27</sup>
<b>Total</b>	<b>8,79</b>	<b>77.059</b>	<b>74.351</b>

A OM da análise dos dados de despacho e BM são usadas para calcular o fator de emissão da atividade do projeto. Para a análise dos dados de despacho, é necessário usar o ano em que a atividade do projeto desloca eletricidade da rede e atualizar o fator de emissão anualmente durante o monitoramento. O Ministério de Ciência e Tecnologia do Brasil <http://www.mct.gov.br> irá fornecer o fator de emissão médio por hora e mês para OM e o fator de emissão anualmente para BM da rede nacional. Este fator de emissões da margem combinada da OM da análise dos dados de despacho e a BM anualmente serão calculados como a seguir:

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

Onde:

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

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

$W_{OM}$  = Ponderação do fator de emissão da margem de operação (50%)

$W_{BM}$  = Ponderação do fator de emissão da margem de construção (50%)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec
OM	0,3218	0,3462	0,3373	0,2752	0,3173	0,3058	0,3507	0,3360	0,3834	0,3598	0,2651	0,2802
BM	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814
CM	0,2016	0,2138	0,2094	0,1783	0,1993	0,1936	0,2160	0,2087	0,2324	0,2206	0,1732	0,1808

Tabela 8: OM e BM publicadas pelo MCT para 2006

O valor calculado para 2006 é 0,2023 tCO<sub>2</sub>/MWh.

## Fugas

Como mencionado na seção B.6.1, as fugas são zero.

## Reduções de emissões

As reduções de emissões para a PCH Rodeio Bonito são

$$ER_y = 15.041 - 0 - 0 = 15.041 \text{ tCO}_2$$

<sup>26</sup> A geração média (MW) por mês considerando a disponibilidade técnica e a legislação ambiental

<sup>27</sup> Perdas na linha de 3% e autoconsumo 0,53%

MDL – Conselho Executivo

**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)
Ano 1 (2010-2011)*	0	15.041	0	15.041
Ano 2 (2011-2012)	0	15.041	0	15.041
Ano 3 (2012-2013)	0	15.041	0	15.041
Ano 4 (2013-2014)	0	15.041	0	15.041
Ano 5 (2014-2015)	0	15.041	0	15.041
Ano 6 (2015-2016)	0	15.041	0	15.041
Ano 7 (2016-2017)	0	15.041	0	15.041
<b>Total (tCO<sub>2</sub>e)</b>	<b>0</b>	<b>105.287</b>	<b>0</b>	<b>105.287</b>

\*A data de início é 1º de junho de 2010

**B.7 Aplicação de uma metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:**

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.7.1 Dados e parâmetros monitorados:**

<b>Dado / Parâmetro:</b>	<b>Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede (EGy)</b>
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Medição da energia interligada à rede e relatório anual de geração de energia
Fonte do dado a ser usada:	Medidor de energia e recibo de compra de eletricidade
Valor do dado	74.351 MWh/ano
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A eletricidade fornecida à rede será monitorada pelo projeto (vendedor) e pelo comprador de eletricidade por meio do medidor de eletricidade interligado à rede e através da nota fiscal (verificação cruzada). Esses dados serão registrados a cada hora para cálculo das reduções de emissões (medição de hora em hora e registro mensal).
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ da medição de energia estão explicados no Anexo 4 (os equipamentos usados terão um nível de incerteza extremamente baixo por exigências legais).
Comentário:	Esses dados serão usados para calcular as reduções de emissões obtidas através da atividade do projeto.

MDL – Conselho Executivo

<b>Dado / Parâmetro:</b>	<b>Fator de emissão da margem de operação (EF<sub>OM</sub>)</b>																																																				
Unidade do dado:	tCO <sub>2</sub> /MWh																																																				
Descrição:	Fator de emissão da rede nacional																																																				
Fonte do dado a ser usada:	MCT																																																				
Valor do dado	Para o ano de 2006 <table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <thead> <tr> <th colspan="13">Average monthly factor (tCO<sub>2</sub>/MWh)</th> </tr> <tr> <th>2006</th> <th colspan="12">Month</th> </tr> <tr> <th></th> <th>January</th> <th>February</th> <th>March</th> <th>April</th> <th>May</th> <th>June</th> <th>July</th> <th>August</th> <th>September</th> <th>October</th> <th>November</th> <th>December</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>0,3218</td> <td>0,3462</td> <td>0,3373</td> <td>0,2752</td> <td>0,3173</td> <td>0,3058</td> <td>0,3507</td> <td>0,3360</td> <td>0,3834</td> <td>0,3598</td> <td>0,2651</td> <td>0,2802</td> </tr> </tbody> </table>	Average monthly factor (tCO <sub>2</sub> /MWh)													2006	Month													January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December		0,3218	0,3462	0,3373	0,2752	0,3173	0,3058	0,3507	0,3360	0,3834	0,3598	0,2651	0,2802
Average monthly factor (tCO <sub>2</sub> /MWh)																																																					
2006	Month																																																				
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December																																									
	0,3218	0,3462	0,3373	0,2752	0,3173	0,3058	0,3507	0,3360	0,3834	0,3598	0,2651	0,2802																																									
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão ex-post será calculado pelo MCT com os dados do ONS. O EF <sub>OM</sub> será calculado e monitorado pelo MCT e pelo ONS.																																																				
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O nível de incerteza dos dados é baixo																																																				
Comentário:																																																					

<b>Dado / Parâmetro:</b>	<b>Fator de emissão da margem de construção (EF<sub>BM</sub>)</b>				
Unidade do dado:	tCO <sub>2</sub> /MWh				
Descrição:	Fator de emissão da rede nacional				
Fonte do dado a ser usada:	MCT				
Valor do dado	Para o ano de 2006 <table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>2006</th> <th>Build margin (tCO<sub>2</sub>/MWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><b>National grid</b></td> <td><b>0,0814</b></td> </tr> </tbody> </table>	2006	Build margin (tCO <sub>2</sub> /MWh)	<b>National grid</b>	<b>0,0814</b>
2006	Build margin (tCO <sub>2</sub> /MWh)				
<b>National grid</b>	<b>0,0814</b>				
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão ex-post será calculado pelo MCT com os dados do ONS. O EF <sub>BM</sub> será calculado e monitorado pelo MCT e pelo ONS.				
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O nível de incerteza dos dados é baixo				
Comentário:	O fator da BM para o ano no qual a atividade do projeto forneceu eletricidade à rede será aplicado.				

MDL – Conselho Executivo

<b>Dado / Parâmetro:</b>	<b>Fator de emissão (<i>EF<sub>y</sub></i>)</b>																																																				
Unidade do dado:	tCO <sub>2</sub> /MWh																																																				
Descrição:	Fator de emissão da rede nacional																																																				
Fonte do dado a ser usada:	MCT																																																				
Valor do dado	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Jan</th> <th>Feb</th> <th>Mar</th> <th>Apr</th> <th>May</th> <th>June</th> <th>July</th> <th>Aug</th> <th>Sept</th> <th>Oct</th> <th>Nov</th> <th>Dec</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>OM</td> <td>0,3218</td> <td>0,3462</td> <td>0,3373</td> <td>0,2752</td> <td>0,3173</td> <td>0,3058</td> <td>0,3507</td> <td>0,3360</td> <td>0,3834</td> <td>0,3598</td> <td>0,2651</td> <td>0,2802</td> </tr> <tr> <td>BM</td> <td>0,0814</td> </tr> <tr> <td>CM</td> <td>0,2016</td> <td>0,2138</td> <td>0,2094</td> <td>0,1783</td> <td>0,1993</td> <td>0,1936</td> <td>0,2160</td> <td>0,2087</td> <td>0,2324</td> <td>0,2206</td> <td>0,1732</td> <td>0,1808</td> </tr> </tbody> </table>		Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	OM	0,3218	0,3462	0,3373	0,2752	0,3173	0,3058	0,3507	0,3360	0,3834	0,3598	0,2651	0,2802	BM	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	CM	0,2016	0,2138	0,2094	0,1783	0,1993	0,1936	0,2160	0,2087	0,2324	0,2206	0,1732	0,1808
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec																																									
OM	0,3218	0,3462	0,3373	0,2752	0,3173	0,3058	0,3507	0,3360	0,3834	0,3598	0,2651	0,2802																																									
BM	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814																																									
CM	0,2016	0,2138	0,2094	0,1783	0,1993	0,1936	0,2160	0,2087	0,2324	0,2206	0,1732	0,1808																																									
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão ex-post será calculado pelo MCT com os dados do ONS. Os itens da fórmula de <i>EF<sub>y</sub></i> , <i>EF<sub>OM</sub></i> e <i>EF<sub>BM</sub></i> , também serão monitorados e calculados pelo MCT e ONS. O fator de emissão como margem combinada será calculado com base nos valores de OM e BM conforme explicado em B.6.3.																																																				
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O nível de incerteza dos dados é baixo																																																				
Comentário:																																																					

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

#### Energia elétrica gerada

O monitoramento será feito de acordo com a AMS I.D.

Procedimento de coleta dos dados de geração

#### RESPONSABILIDADES

Área de manutenção - responsável pelo backup do servidor de dados e pela geração das planilhas mensais de geração de energia dos medidores a seguir:

- Medidores das unidades de geração - energia bruta;
- Medição principal e medidor de proteção traseiro - energia líquida despachada para o SIN.

Área de operação - responsável pela consolidação das planilhas mensais de geração e supervisão do sistema SCDE, através da análise da consistência dos dados coletados e do monitoramento da operação do sistema.

MDL – Conselho Executivo

## DESCRIÇÃO DO PROCESSO

I – Procedimento de coleta dos dados de geração através do SCDE (sistema de coleta dos dados de energia):

Conforme estabelecido pela Convenção de Comercialização, homologada pela Resolução ANEEL no. 109, de 26 de outubro de 2004, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é responsável pelo fornecimento das especificações, orientação e determinação dos aspectos referentes à adaptação do Sistema de Medição de Faturamento (SMF), e pela implementação, operação e manutenção do SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia), de forma a viabilizar a coleta de dados relativos à energia elétrica para uso no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), visando garantir a exatidão das grandezas apuradas, bem como o cumprimento dos prazos exigidos.

O SCDE é responsável pela coleta diária dos dados de geração e consumo dos pontos de medição do SIN. Os dados coletados pelo SCDE são transferidos para o sistema de computação SCL para Contabilização e Liquidação financeira. A coleta de dados é realizada de forma passiva, através da Unidade Central de Coleta de Medição (UCM). Nesta coleta, os dados de geração são obtidos diretamente dos medidores e disponibilizados em arquivos no formato xml para cada um dos medidores. Esses arquivos são gerados através da UCM e transmitidos automaticamente pela aplicação Client SCDE. Em caso de indisponibilidade de leitura de qualquer ponto de medição, resultante de manutenções, comissionamento ou de qualquer outra razão, a metodologia de estimativa dos dados será usada de acordo com o item 14.3 do Procedimento de Comercialização PdC ME.01. Os medidores de energia líquida (principal e reserva) apresentam a coleta passiva pela UCM e a inspeção lógica (auditoria) dos dados através da VPN. Os medidores de energia bruta (unidades de geração) apresentam a coleta passiva pela UCM e a inspeção lógica (auditoria) dos dados através de linha discada.

II - Procedimento de consolidação dos dados:

A área de manutenção, por meio de um técnico do sistema, será responsável pela consolidação dos dados da energia bruta e líquida gerada a partir dos medidores. O departamento de operação, por meio do engenheiro de operação, fará a consolidação dos dados de geração. Esses dados são enviados ao SCL para conferência e eventuais ajustes quando necessários.

III – Confrontação das informações de geração com os relatórios de terceiros:

Para comparação das informações, mensalmente, os dados de geração consolidados e analisados pelo engenheiro de operação internamente serão confrontados com os dados disponíveis nas planilhas disponibilizadas no sistema SCDE que fornece as informações de geração a cada hora. Essas planilhas são acessadas no site da CCEE. Em caso de inconsistências, um relatório de não conformidade será gerado e verificado pela CCEE por causa do conflito de dados.

IV – Armazenamento de dados:

As informações de geração consolidadas internamente e as planilhas geradas pelo site da CCEE, serão armazenadas eletronicamente pelo departamento de operação.

Os equipamentos serão calibrados uma vez a cada três anos. Esses equipamentos ficarão on-line com a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), que será responsável pela contabilização da energia fornecida.

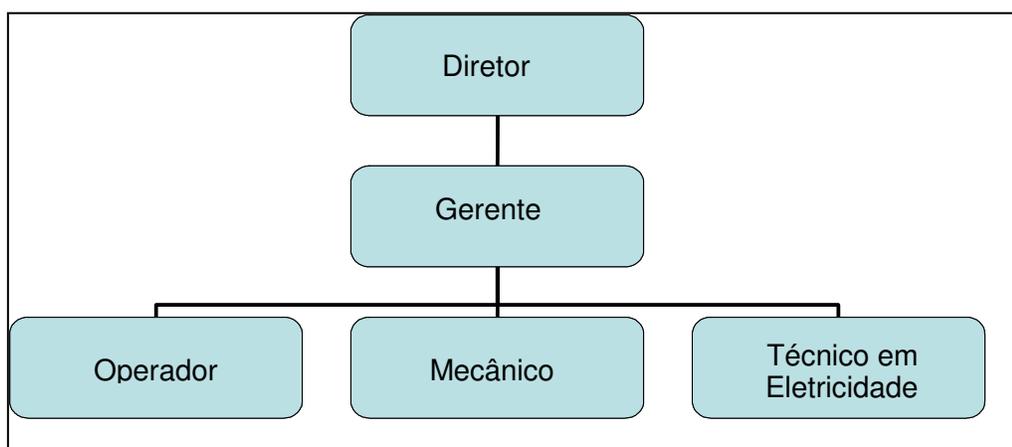
Todos os dados monitorados ficarão arquivados durante o período de obtenção de créditos e por mais dois anos.

MDL – Conselho Executivo

Durante o período que precede o primeiro período de obtenção de créditos, um procedimento escrito interno será preparado, cobrindo os aspectos para garantir a qualidade e confiabilidade do processo de monitoramento, incluindo essencialmente os itens a seguir:

- Procedimentos de treinamento, atualização periódica e substituição eventual dos operadores e de outro pessoal envolvido no processo de monitoramento;
- Procedimentos de garantia de qualidade e calibração dos equipamentos de medição;
- Procedimentos de arquivamento e backup dos dados monitorados;
- Procedimento de preparação para emergências que possam causar emissões não intencionais
- Procedimentos de registro das atividades relacionadas aos assuntos mencionados acima.
- Procedimentos de auditorias internas e análises de desempenho do projeto

A estrutura de operação e gerenciamento a ser implementada é a seguinte:



### Fator de emissão de CO<sub>2</sub> para o Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil

Os fatores de emissão de CO<sub>2</sub> da geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil são calculados pelos registros de geração das plantas despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e, especialmente, das termelétricas. Essas informações são necessárias para os projetos de energia elétrica renovável interligados à rede elétrica e implantados no Brasil no âmbito do MDL. O cálculo sistemático dos fatores de emissão de CO<sub>2</sub> está sendo desenvolvido por meio de cooperação entre o Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e o Ministério de Minas e Energia (MME).

#### **B.8 Data da conclusão da aplicação 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 e da metodologia de monitoramento:  
10/03/2008

Nome e endereço da pessoa: Nicolas Thouverez, Gerente de projetos.

A pessoa/entidade também é o participante do projeto relacionado no Anexo I.

MDL – Conselho Executivo

**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:**

20/08/2007

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

25 anos e 0 mês

**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:**

1 de junho de 2010 ou a data de registro, o que for posterior

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

7 anos e 0 mês

**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. Se exigido pela Parte anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto:**

No Brasil, é exigido que qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou de qualquer outra atividade que possa ocasionar degradação ambiental obtenha uma série de permissões da agência ambiental pertinente (federal e/ou local, dependendo do projeto).

O impacto ambiental do projeto é considerado pequeno pela definição de pequena hidrelétrica do país anfitrião. Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 652, 9 de dezembro de 2003, pequenas hidrelétricas no Brasil devem ter capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km<sup>2</sup> ou, se a área estiver entre 3 km<sup>2</sup> e 13 km<sup>2</sup>, elas devem ter impacto ambiental mínimo.

Embora os projetos de pequena hidrelétrica tenham impactos ambientais reduzidos devido ao pequeno tamanho dos reservatórios, os patrocinadores do projeto têm que obter todas as licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras (Resolução nº 237/97 CONAMA - *Conselho Nacional do Meio Ambiente*):

- A licença preliminar (*Licença Prévia* ou LP),
- A licença de construção (*Licença de Instalação* ou LI); e
- A licença de operação (*Licença de Operação* ou LO).

O processo de permissões ambientais é de natureza administrativa e foi implementado pela Política Nacional do Meio Ambiente, estabelecida pela Lei nº 6938, de 31 de outubro de 1981. Além disso, outras normas e leis foram emitidas pelo CONAMA e pelas agências estaduais locais.

Para obter todas as licenças ambientais, os projetos de pequenas hidrelétricas devem mitigar os seguintes impactos:

- Inundação de terras indígenas e áreas históricas quilombolas – a autorização para isso depende de resolução do Congresso Nacional;
- Inundação de áreas de preservação ambiental, legalmente definidas como Parques Nacionais e Unidades de Conservação;
- Inundação de áreas urbanas ou de comunidades rurais;
- Reservatórios onde ocorrerá expansão urbana no futuro;
- 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 estudos preliminares feitos pelo departamento de meio ambiente local. Depois disso, se o projeto for considerado ambientalmente viável, os patrocinadores têm que preparar a avaliação ambiental, que é composta basicamente pelas seguintes informações:

- Razões para a implementação do projeto;
- Descrição do projeto, inclusive informações relativas ao reservatório;
- Diagnóstico Ambiental Preliminar, mencionando os principais aspectos bióticos e antrópicos;
- Estimativa preliminar dos impactos do projeto;

MDL – Conselho Executivo

- Possíveis medidas mitigatórias e programas ambientais.

O resultado 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) é necessário apresentar (a) informações adicionais sobre a avaliação anterior; (b) uma nova avaliação simplificada; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, conforme resolução da agência ambiental informada na LP.

A licença de operação (LO) é um resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção, realizados para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local foram completadas.

Foi utilizada outra diretriz para avaliar o projeto em relação à sustentabilidade ambiental, às exigências do governo brasileiro para obter a carta de aprovação. Os resultados das avaliações são:

A planta possui as licenças preliminar e de construção emitidas pela FATMA (Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina). Enfatizamos aqui que o projeto não implica relocação da população ribeirinha.

**D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, apresente 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:**

A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando à exigência de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo na legislação e nas políticas dos países. No Brasil, a situação não é diferente; as políticas de processos de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

Os impactos ambientais do Projeto são considerados pequenos pela definição de pequenas hidrelétricas do país anfitrião. Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 652, 9 de dezembro de 2003, pequenas hidrelétricas no Brasil devem ter capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km<sup>2</sup> ou, se a área estiver entre 3 km<sup>2</sup> e 13 km<sup>2</sup>, elas devem ter impacto ambiental mínimo. A capacidade nominal da PCH Rodeio Bonito é de 14,637 MW e seu reservatório tem 0,838 km<sup>2</sup>.

A planta possui as licenças preliminares e de construção. As licenças preliminares foram emitidas pela agência ambiental de Santa Catarina, FATMA - *Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina*. Todas as licenças para o projeto estão disponíveis para consulta mediante solicitação, assim como os estudos ambientais.

A linha de tempo das atividades do projeto até o momento é a seguinte:

- 16 de novembro de 2006 - Assinatura do contrato de transferência de direitos da Rodeio Bonito à Velcan Desenvolvimento Energético do Brasil Ltda., Brasil

## MDL – Conselho Executivo

- 13 de janeiro de 2007 – Obtenção da prorrogação da Licença Ambiental de Instalação pelo prazo de 09 meses emitida pela Fundação do Meio Ambiente do Estado de Santa Catarina – FATMA Ofício 000392.
- 19 de março de 2007 - Obtenção da prorrogação da Licença Ambiental de Instalação Renovação nº 01/2007 emitida pela Fundação do Meio Ambiente do Estado de Santa Catarina – FATMA pelo prazo de 36 meses.
- 24 de maio de 2007 - Publicação no Diário Oficial da União da prorrogação da Licença Ambiental de Instalação.
- 5 de junho de 2007 - Obtenção da autorização para desmatamento emitida pela Fundação do Meio Ambiente do Estado de Santa Catarina – FATMA (AuC nº 70/200)
- 4 de julho de 2007 -Publicação no Diário Oficial da União da Resolução Autoritativa da ANEEL nº 955 de 12 junho de 2007, declarando de utilidade pública para fins de desapropriação a área de terra necessária à construção da PCH Rodeio Bonito – localizada no Município de Chapecó, estado de Santa Catarina.
- 7 de agosto de 2007 – Resolução Autoritativa da ANEEL nº 1.002 transferindo para a Velcan Desenvolvimento Energético do Brasil Ltda. a autorização para implantar e explorar a PCH Rodeio Bonito
- 20 agosto de 2007 – Assinatura do contrato entre a VELCAN e a SETA Engenharia S.A. para execução das obras civis de Rodeio Bonito
- 21 de agosto de 2007 – Publicação no Diário Oficial da União da Resolução Autoritativa nº 1.002 da ANEEL.
- 21 de agosto de 2007– Início das obras civis
- 10 de outubro de 2007 – Apresentação à Superintendência de Geração Hídrica da ANEEL para aprovação do Projeto Básico Consolidado da PCH Rodeio Bonito.

A responsabilidade sócio-ambiental é um dos principais valores que orientam a empresa ao longo do planejamento, construção e operação de suas plantas de energia renovável.

Durante a fase de construção da PCH Rodeio Bonito uma série de programas de monitoramento e controle ambiental, conservação de fauna e flora, levantamento de patrimônio arqueológico e comunicação social estão previstos a fim de garantir a segurança, o respeito e a qualidade de vida das comunidades locais. Estudos técnicos, diagnósticos e ações estabilizadoras e interativas estão sendo conduzidos para as populações afetadas pelo projeto de maneira harmônica e dinâmica.

Como o projeto foi considerado de baixo impacto para o meio ambiente, foi aprovado um plano ambiental específico que envolve diversos programas como os apresentados a seguir:

Monitoramento ambiental	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Controle da qualidade das águas superficiais</li> <li>➤ Controle da qualidade das águas subterrâneas</li> <li>➤ Monitoramento e controle da estabilidade dos taludes</li> </ul>
-------------------------	--

MDL – Conselho Executivo

	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Monitoramento de sedimentos na área do reservatório</li> <li>➤ Monitoramento da ictiofauna</li> <li>➤ Controle de macrófitos aquáticos</li> <li>➤ Controle de vetores e hospedeiros de doenças humanas</li> </ul>
Controle ambiental	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Limpeza da área do reservatório</li> <li>➤ Controle da área de obras civis</li> </ul>
Conservação da fauna e flora	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Ações de conservação das plantas e animais</li> <li>➤ Uma área de 45,82 ha está sendo mantida</li> </ul>
Levantamento do patrimônio arqueológico	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Identificação e caracterização do patrimônio arqueológico</li> </ul>
Comunicação social	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Criação de um canal de comunicação contínuo entre a empresa e as comunidades locais afetadas pelo projeto</li> </ul>
Gestão ambiental	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Coordenação das ações/programas ambientais propostos e das diversas instituições envolvidas no projeto</li> </ul>

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

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

A Autoridade Nacional Designada solicita comentários dos atores locais, e um relatório de validação emitido por uma EOD autorizada de acordo com a Resolução no. 7 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 Municipais;
- 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;
- Ministério Público Federal.

Foram enviadas cartas-convite para os seguintes agentes (as cópias das cartas e a confirmação da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação):

- Prefeitura de Chapecó
- Câmara dos Vereadores de Chapecó
- Associação comunitária
- Agência ambiental do estado de Santa Catarina (FATMA)
- Procurador Público para o Interesse Público do Estado de Santa Catarina

MDL – Conselho Executivo

- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente (FBOMS)
- Ministério Público Federal

Não foram levantadas preocupações nas chamadas públicas relativas ao projeto.

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

Não houve comentários.

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

Nenhum comentário foi recebido

MDL – Conselho Executivo

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

Organização:	Rodeio Bonito Hidrelétrica S.A.
Rua/Caixa Postal:	Av. Getúlio Dorneles Vargas, 283-S 3º andar
Edifício:	Edifício V Avenida
Cidade:	Chapecó
Estado/Região:	Santa Catarina
CEP:	89802-001
País:	Brasil
Telefone:	+55 (49) 3328-4077
FAX:	+55 (49) 3328-4077
E-Mail:	<a href="mailto:thouvez@velcanenergy.com">thouvez@velcanenergy.com</a>
URL:	<a href="http://www.rodeibonito.com/">http://www.rodeibonito.com/</a>
Representado por:	
Cargo:	Gerente de projetos
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Thouvez
Nome do meio:	
Nome:	Nicolas
Departamento:	Energia hidrelétrica
Celular:	+55 (11) 8129-2427
FAX direto:	+55 (11) 3055-2119
Tel. direto:	+55 (11) 3055-2015
E-Mail pessoal:	<a href="mailto:thouvez@velcanenergy.com">thouvez@velcanenergy.com</a>

**Anexo 2**

**INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Esta atividade do projeto não envolveu nenhum financiamento público.

### Anexo 3

#### INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Os fatores de emissão de CO<sub>2</sub> para geração de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) são calculados com base nos registros das plantas despachadas centralmente pelo **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** e, especialmente, das centrais termelétricas. Essas informações são exigidas por projetos de energia renovável interligados à rede elétrica e implementados pelo Brasil no âmbito do **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)** do Protocolo de Quioto.

Os procedimentos para calcular os fatores de emissão foram descritos em um manual desenvolvido em cooperação entre o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o Ministério de Minas e Energia (MME) e o Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), com a finalidade de disponibilizar as informações necessárias para os proponentes do projeto aplicarem a AMS I.D; metodologia aprovada pelo Conselho Executivo do MDL em Bonn, Alemanha.

Em abril de 2008, o CIMGC (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima), como autoridade nacional designada do MDL no Brasil, definiu um sistema único para o sistema elétrico interligado, o Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa configuração é válida para o cálculo dos fatores de emissão de CO<sub>2</sub> em projetos de MDL que usam a “ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

#### Anexo 4

### INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

De acordo com os procedimentos estabelecidos pela Metodologia Aprovada para Atividades de Pequena Escala, tipo I, categoria D – “Projetos de energia renovável; Geração de eletricidade renovável para uma rede”, o monitoramento consistirá 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 sobre a energia fornecida à rede são controladas pela CCEE que regula a comercialização de energia elétrica e é responsável pelo monitoramento da energia fornecida à rede.

Dois medidores de energia estão planejados para serem instalados na PCH Rodeio Bonito, um funcionará como medidor principal e o outro como reserva. Os medidores a serem usados na PCH Rodeio Bonito foram aplicados com sucesso em projetos semelhantes no Brasil e em todo o mundo e possuem, por exigências legais, níveis de incerteza extremamente baixos. Eles serão calibrados de acordo com a especificação da empresa responsável pela automação da planta.

As medições são controladas em tempo real pelo Sistema Digital da PCH e, no caso de qualquer problema, o pessoal da planta será acionado. Haverá 4 operadores supervisionando diretamente a planta, cada um em turnos de 6 horas. Eles serão supervisionados por um engenheiro elétrico.

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 a determinação dos fornecedores de equipamentos.

-----