



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP)
Versão 03 – em vigor a partir de: 28 de Julho de 2006

Conteúdo

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e de monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto/ período de créditos
- D. Impactos Ambientais
- E. Comentários das partes interessadas

Anexos

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

Anexo 2: Informações relativas a financiamento publico

Anexo 3: Informação de linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

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

Projeto de MDL Complexo Carreiro II

Número da versão do DCP: 04.

Data: 17 de Junho de 2011.

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O projeto de MDL Complexo Carreiro II consiste no fornecimento de energia hidrelétrica limpa ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) através da implantação e operação de três pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) Boa Fé, São Paulo e Autódromo, com área reduzida de reservatório e capacidade instalada de 24 MW, 16 MW e 24 MW, respectivamente. As PCHs estão localizadas às margens do rio Carreiro, estado do Rio Grande do Sul, região Sul do Brasil.

O Ministério de Minas e Energia¹, através do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica para o período de 2010-2019, projeta para os próximos 10 anos um crescimento de 162,24% e 81,58% na capacidade total de Usinas Termelétricas (UTE) a óleo combustível e a carvão mineral, respectivamente, tendo como base o ano de 2010. Com isso, as PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo possuem como objetivo principal ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil, proveniente do crescimento econômico e populacional do país, contribuindo, assim, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica fornecendo energia limpa e renovável ao país.

A atividade do Projeto Complexo Carreiro II reduzirá as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis. O fornecimento de eletricidade limpa e renovável trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam na ausência deste projeto.

O cenário de linha base é o mesmo que existia antes do início da implementação da atividade do projeto, porque a eletricidade que será fornecida à rede, seria gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

A construção dos empreendimentos contribuirá para o desenvolvimento sustentável do país e da região à medida que proporcionará o desenvolvimento econômico, sem comprometer as gerações futuras, atendendo ao conceito de Desenvolvimento Sustentável, estabelecido pelo Relatório Brundtland, elaborado pela Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, que define o termo como: “o desenvolvimento que satisfaz as necessidades presentes, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de suprir suas próprias necessidades”².

O Projeto Complexo Carreiro II contribui para o desenvolvimento sustentável por meio das seguintes ações:

¹ Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2019. Página 82, tabela 54 - Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>. Acessado em: 04/06/2010.

² WCED [CMMAD], 1987. Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.



- Através da operação das PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo, energia limpa e renovável será despachada ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro, deslocando empreendimentos que gerariam energia através da queima de combustíveis fósseis, prevenindo, assim, a emissão de gases poluentes à atmosfera.
- Durante a implantação, haverá a geração de 800 empregos diretos, 400 indiretos e estímulo para as atividades econômicas. O projeto promoverá o desenvolvimento econômico da região, que ocorrerá através da geração de renda à comunidade dos municípios envolvidos e a seus colaboradores. Além disso, através dos impostos gerados por suas atividades aos municípios envolvidos e a União, entre eles, o ISSQN superior a R\$ 35.000.000,00, o projeto proporcionará recursos financeiros que serão revertidos à população da região e do país como um todo.
- Além das PCHs causarem baixo impacto ambiental, com formação de pequeno reservatório, os participantes do projeto realizarão investimentos consideráveis em programas e ações ambientais. Serão desenvolvidos 29 programas ambientais nos meios físico, biótico e antrópico a fim de reduzir e monitorar os possíveis impactos do projeto. Pode ser destacado o programa de reflorestamento que prevê o plantio mudas de espécies nativas ao longo da faixa ciliar e os programas específicos de educação ambiental que irão contribuir para a conscientização sobre as questões ambientais e ecológicas da população dos municípios envolvidos.
- A implantação desse tipo de empreendimento demandará a capacitação dos colaboradores a serem contratados ou subcontratados na região e da própria população dos municípios envolvidos. Através do programa de educação ambiental, serão realizadas atividades junto às comunidades escolares dos municípios da área de influência direta do projeto, além atividades para capacitar empresas sub contratadas, e atividades educativas com moradores do entorno do reservatório. Além disso, os empreendedores possuem uma política de recursos humanos que foca a qualificação de todos os colaboradores das empresas do grupo, aplicando-se também aos colaboradores de empreiteiras subcontratadas. Através dessa ação, a Hidrotérmica S.A. busca capacitar seus colaboradores ao mercado e contribuir para o aumento do conhecimento e do grau de educação da população dos municípios onde atua.
- Investimentos em cultura e em programas de responsabilidade social e ambiental fazem parte da cultura empresarial do grupo e também serão realizados nos empreendimentos, através de apoio a projetos locais.

A.3. Participantes do Projeto:

A Hidrotérmica S.A. é um membro do Grupo Bolognesi, localizado na região sul do país, de capital privado, exclusivamente nacional, que atua na área da construção civil, empreendimentos imobiliários e geração de energia a partir de fontes alternativas. Para implementar as três PCHs que compõem esse projeto, a Hidrotérmica criou três sociedades de propósito específico com o objetivo de construir e operar os empreendimentos. São elas: Autódromo Energética S.A, Boa Fé Energética S.A e São Paulo Energética S.A.

Essas três SPEs serão participantes do projeto em conjunto com a Enerbio Consultoria Ltda - ME que assessora a Hidrotérmica S.A. na elaboração do projeto de MDL, bem como no monitoramento das RCEs a serem geradas pelo Projeto.

A tabela abaixo apresenta as partes e entidades envolvidas no Projeto Complexo Carreiro II.

**Tabela 1: Partes e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade.**

Nome da parte envolvida (*) (o anfitrião indica a parte anfitriã):	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (conforme o caso):	Por gentileza, indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não):
Brasil (anfitrião)	• <u>Entidade Privada</u>: Boa Fé Energética S.A. • <u>Entidade Privada</u>: São Paulo Energética S.A. • <u>Entidade Privada</u>: Autódromo Energética S.A. • <u>Entidade Privada</u>: Enerbio Consultoria Ltda - ME	Não
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos do MDL, à época de tornar o DCP-MDL público, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter dado sua aprovação. À época do pedido de registro, é exigida a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).		

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

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

Brasil.

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

Região: Sul do Brasil

Estado: Rio Grande do Sul.

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

Municípios de Guaporé, Serafina Correa, Nova Bassano e Vista Alegre do Prata.

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta(s) atividade(s) de projeto :

A implantação das PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo será realizada no rio Carreiro, afluente pela margem direita do rio das Antas, sub-bacia 86, na bacia hidrográfica do Atlântico Sudeste, no Estado do Rio Grande do Sul, região sul do Brasil.

As localizações das casas de força das PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo estão descritas abaixo. As coordenadas geográficas estão conforme as Licenças Prévia cedidas pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental do estado do Rio Grande do Sul (FEPAM).

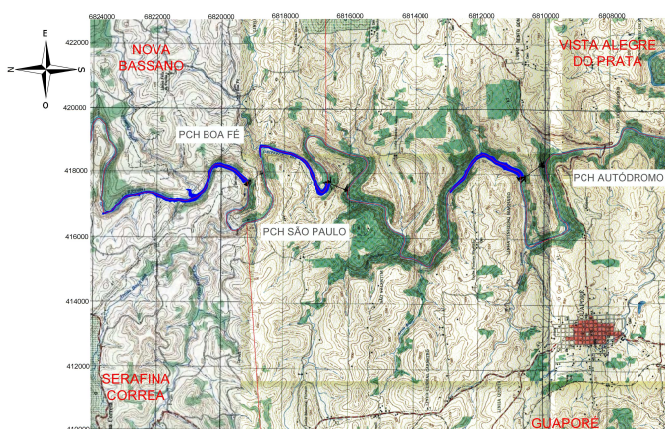
A PCH Boa Fé será implementada entre os municípios de Serafina Corrêa e Nova Bassano. As coordenadas geográficas da casa de força do empreendimento são Latitude 28° 44' Sul e Longitude 51° 50' Oeste.

A PCH São Paulo ficará localizada entre os municípios de Guaporé e Nova Bassano. As coordenadas da casa de força do empreendimento são Latitude 28° 46' Sul e Longitude 51° 50' Oeste.

A PCH Autódromo será implementada entre os municípios de Guaporé e Vista Alegre do Prata. As coordenadas da casa de força do empreendimento são Latitude 28° 49' Sul e Longitude 51° 50' Oeste.

O mapa abaixo mostra a localização das PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo.

Mapa: Localização das PCHs



A tabela abaixo apresenta alguns indicadores sócio-econômicos dos municípios onde as PCHs estão localizadas:

Tabela 2: Indicadores Sócio-Econômicos dos municípios onde as PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo estão localizadas.

Município	População Total (2008)	Área (km ²) (2008)	PIB anual per capita (2007)	Taxa de Analfabetismo (2000)	Expectativa de Vida ao Nascer (2000)
Guaporé	21.748	297,7	R\$ 13.245	6,48%	73,84 anos
Nova Bassano	8.808	211,6	R\$ 36.384	3,81%	73,84 anos
Serafina Corrêa	13.699	163,3	R\$ 20.389	5,58%	73,84 anos
Vista Alegre do Prata	1.532	119,3	R\$ 12.329	4,49%	71,90 anos

*Fonte de Dados: Fundação de Economia e Estatística, órgão ligado à Secretaria do Planejamento e Gestão do Governo do Estado do Rio Grande do Sul. Disponível em: www.fee.rs.gov.br/sitefee/pt/content/resumo/pg_municipios.php. Acessado em 02/06/2010.

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

Escopo Setorial 1 – Indústrias de Energia (Fonte Renovável)

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

As PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo utilizarão o potencial hidráulico do rio Carreiro para gerar eletricidade com uma capacidade instalada de 24 MW, 16MW e 24MW, respectivamente. De acordo com a metodologia ACM0002, se a atividade do projeto é a instalação de uma nova usina de energia renovável conectada à rede, o cenário de linha de base é o seguinte:



”A eletricidade entregue à rede pelo projeto seria gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Existe o seguinte número de empreendimentos de geração de energia em operação no Brasil, onde o Projeto está localizado:

Tabela 3: Empreendimentos em operação no Brasil segundo a ANEEL.

Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica (CGH) ³	328	188.118	0,17%
Usina Eólica (EOL)	50	926.886	0,82%
Pequena Central Hidrelétrica (PCH) ⁴	389	3.440.112	3,03%
Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) ⁵	173	77.022.189	67,90%
Usina Termelétrica de Energia (UTE)	1.399	29.856.901	26,32%
Total	2,345	113.441.292	100,00%

As PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo são usinas hidrelétricas a fio d’água que possuem potência instalada de 24 MW, 16 MW e 24 MW, respectivamente. O produto comercial de uma usina hidrelétrica no Brasil é a energia assegurada. A energia assegurada é formalmente calculada para propósitos comerciais pelos órgãos reguladores (ANEEL e Ministério de Minas e Energia). Conforme descrito pelo Ministério de Minas e Energia⁶ brasileiro, a energia assegurada das PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo são 12,23 MW (107.134 MWh/ano), 8,63 MW (75.598 MWh/ano) e 12,25MW (107.310 MWh/ano), respectivamente. Portanto, os fatores de capacidade (energia assegurada/potência instalada) das PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo são 50,96%, 53,94% e 51,04% respectivamente, como determinado pelos órgãos oficiais brasileiros (MME).

O Projeto Básico de Engenharia de cada uma das PCHs prevê um barramento com eixo perpendicular à calha do rio, onde estão incorporadas a soleira vertente, a estrutura de desvio do rio e a estrutura de vazão remanescente. A montante do barramento, na margem, próximo a área de alague, está localizada a tomada d’água, que conduz a água do rio à casa de força através de túnel escavado em rocha. As PCHs possuem turbinas do tipo fio d’água, que utilizam a vazão natural do rio para gerar energia, sem a necessidade de grandes reservatórios.

A tabela a seguir apresenta os principais parâmetros técnicos das PCHs.

³ Centrais Geradoras Hidrelétricas são usinas hidrelétricas com potência instalada menor ou igual a 1 MW

⁴ Pequenas Centrais Hidrelétricas são usinas hidrelétricas com potência instalada maior que 1MW e menor ou igual a 30 MW

⁵ Usinas Hidrelétricas de Energia são usinas com potência instalada maior que 30 MW

⁶Portaria Ministério de Minas e Energia n° 100, de 31 de maio de 2007. Pág. 4. Anexo III.

**Tabela 4: Características Técnicas das PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo.**

Características Técnicas / PCH	Boa Fé	São Paulo	Autódromo
1. DADOS ENERGÉTICOS			
Potência Instalada (W)	24.000.000 W	16.000.000 W	24.000.000 W
Energia Assegurada (MW)	12,23 MW	8,63 MW	12,25 MW
2. RESERVATÓRIO			
Área do Reservatório (m ²)	580.000 m ²	370.000 m ²	410.000 m ²
3. BARRAGEM			
Tipo	Gravidade CCR	Gravidade CCR	Gravidade CCR
Altura Máxima (metros)	26 m	11 m	18 m
4. VERTEDOURO			
Tipo	Soleira Vertente	Soleira Vertente	Soleira Vertente
Comprimento Total (metros)	166 m	170 m	130 m
5. CASA DE FORÇA			
Tipo	Abrigada	Semi-Abrigada	Abrigada
Número de Geradores	3	2	3
6. TURBINAS			
Tipo	Francis, eixo horizontal	Francis, eixo vertical	Francis simples, eixo horizontal
Número Unidades	3	2	3
Vazão Nominal Unitária	25,05 m ³ /s	34,08 m ³ /s	29,00 m ³ /s
Potência Nominal Unitária	8.272 kW	8.273 kW	8.272 kW
7. GERADORES			
Número de Unidades	3	2	3
Potência Nominal	8.000 kW	8.000 kW	8.000 kW
Taxa de Velocidade Sincrona	360 rpm	360 rpm	300 rpm
Voltagem Nominal entre Fases	13,8 kV	6.9 kV	13.8 kV
8. EFICIÊNCIA			
Turbina	92%	92%	92%
Gerador	96,71%	96,70%	96,74%

O tempo médio de vida útil da Turbina/Gerador é de 30 anos, de acordo com especificações do fabricante. O item B.7.2 apresenta com detalhes todos os medidores e processos de medição. As PCHs estão localizadas em sequencia. A PCH Boa Fé é a primeira usina. Existem 2 medidores (um principal e um retaguarda) localizados na PCH São Paulo (a próxima usina) que medem a energia bruta da PCH Boa Fé. Na PCH Autódromo existem dois grupos de 2 medidores: 2 medidores (cada grupo possui um medidor principal e um retaguarda) medem a energia bruta das PCHs Boa Fé e São Paulo e 2 outros medidores (um principal e outro retaguarda) que medem a energia bruta da PCH Autódromo. Na Substação, existem dois medidores (um principal e um retaguarda) que medem a energia líquida gerada a rede pelas três usinas.

Os equipamentos e tecnologias a serem utilizados no projeto foram desenvolvidos no Brasil e já foram aplicados de forma bem sucedida a projetos semelhantes no país e no mundo. A implantação do projeto será responsabilidade de uma empresa nacional, proporcionando dessa forma o desenvolvimento e o emprego da mão-de-obra nacional.



O CO₂ é o gás de efeito estufa envolvido na atividade do projeto. As emissões de CO₂ oriundas da geração de eletricidade em usinas movidas a combustíveis fósseis são as fontes de emissões que serão substituídas graças à atividade do projeto.

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

Usando o fator de emissão da linha de base calculado conforme apresentado no item B.6.1, a implementação completa do Projeto Complexo Carreiro II conectado ao Sistema Interligado Nacional irá gerar uma redução média anual estimada de **46.618 tCO₂e** e uma redução total de **326.324 tCO₂e** durante o primeiro período de 7 anos, descritos na tabela a abaixo:

Tabela 5: Estimativa de redução nas emissões do Projeto Complexo Carreiro II.

Ano	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2011	22.079
2012	47.415
2013	47.415
2014	47.415
2015	47.415
2016	47.415
2017	47.415
2018	19.755
Total de Reduções Estimadas (tCO₂e)	326.324
Total de Anos de Crédito	7
Média anual durante o primeiro período de crédito (tCO₂e)	46.618

Notas:

- As projeções de EGy e EGBaseline foram realizadas assumindo a operação da usina durante 8.760 horas por ano;
- A geração de energia está projetada de acordo com a energia assegurada;
- A projeção assumiu como data de início do primeiro período de creditação a data de 01/06/2011 que é a data prevista para início de operação da PCH Autódromo⁷.

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Nenhum financiamento público foi solicitado a partes envolvidas do anexo I para as atividades do projeto de MDL.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e de monitoramento

B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada e do monitoramento aplicados às atividades do projeto:

- Metodologia consolidada aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, versão 12,1 – “Metodologia consolidada para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”.
- Ferramenta para Demonstração de Avaliação de Adicionalidade, Versão 5.2.

⁷ O cronograma da PCH Autódromo prevê início de operação comercial em 23/05/2011. Para efeitos de projeção, foi considerado início de operação comercial em 01/06/2011, que é a primeira das três PCHs a entrar em operação. As PCHs Boa Fé e São Paulo têm como data prevista para operação comercial 18/06/2011 a 21/09/2011 respectivamente. Para a projeção de redução de emissões, foram consideradas as datas 1/07/2011 e 1/10/2011 respectivamente.



- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade, versão 2.1.

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

A metodologia consolidada ACM0002 se aplica às atividades de projetos de geração de energia renovável conectada à rede que instalam novas usinas de energia em um local onde nenhuma usina renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto.

- No caso de plantas de energia hidrelétrica, uma das seguintes condições deve ser aplicável:
 - A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, com nenhuma mudança no volume do reservatório;
 - A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, onde o volume de reservatório é aumentado e a densidade de energia da atividade de projeto, pelas definições dadas na seção de Emissões do Projeto, é maior que 4 W/m².
 - A atividade do projeto resulta em novo reservatório e a densidade de energia da usina de energia, pelas definições dadas na seção de Emissões do Projeto, é maior que 4 W/m².

A metodologia ACM0002 pode ser aplicada ao Projeto Complexo Carreiro II pelos seguintes aspectos:

- As PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo são instalações de novas plantas/usinas de energia hidrelétrica;
- O Projeto Complexo Carreiro II não envolve a troca de combustíveis fósseis para fontes de energia renováveis;
- O Projeto Complexo Carreiro II não envolve usinas à biomassa;
- As PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo são atividades de projeto que resultam em novos reservatórios e a densidade de energia da planta, é maior que 4 W/m² (e também maior que 10 W/m²), conforme demonstrado na tabela 6.

A densidade de energia da atividade do Projeto, segundo a metodologia ACM0002, é calculada conforme demonstrado abaixo:

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

Equação 1

Onde:

PD = Densidade de Energia da atividade de projeto, em W/m²

Cap_{PJ} = Capacidade Instalada da Usina Hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W);

Cap_{BL} = Capacidade Instalada da Usina Hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W).

Para Novas Usinas 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 (m²);

A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²). Para novos reservatórios este valor é zero.

A tabela abaixo evidencia que as PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo possuem densidade de energia superior a 4 W/m² e superior inclusive a 10 W/m².

Tabela 6: Densidade de Energia.

Ítem	PCH Boa Fé	PCH São Paulo	PCH Autódromo
Cap _{PJ} (W)	24.000.000	16.000.000	24.000.000
Cap _{BL}	0	0	0
A _{PJ} (m ²)	580.000	370.000	410.000
A _{BL}	0	0	0
PD (W/m ²)	41,38	43,24	58,54

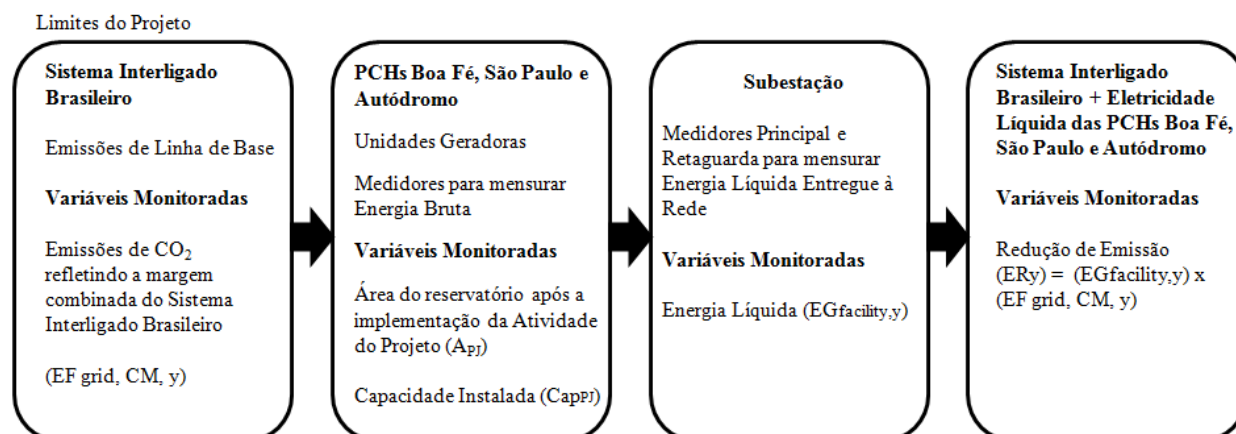
B.3. Descrição das fontes e gases inclusos nos limites do projeto:

O Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) será considerado como o sistema elétrico do projeto. O Sistema Interligado Nacional é gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o qual é responsável por todas as atividades relativas ao planejamento da operação. O ONS tradicionalmente subdivide o Sistema Interligado Nacional em quatro Subsistemas interconectados entre si: o Subsistema Sul, o Subsistema Centro-Oeste/Sudeste, o Subsistema Norte e o Subsistema Nordeste. Esses Subsistemas guardam relação com as regiões geográficas brasileiras: Região Sul, Regiões Centro Oeste/Sudeste, Região Norte e Região Nordeste, respectivamente.

Em função da real disponibilidade de oferta e do comportamento de consumo em cada região, o ONS estabelece políticas de intercâmbio inter-regionais de energia, além de medidas excepcionais de despacho de geração térmica, caso os níveis de armazenamento de água venham a se reduzir significativamente e tendam a violar as curvas de segurança. Essas condições são monitoradas permanentemente e divulgadas aos agentes do setor elétrico.

Segundo a metodologia ACM0002, versão 12.1, a extensão espacial do limite do projeto inclui os projetos de plantas de energia e todas as plantas energéticas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade⁸ que o projeto de MDL está conectado. As PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional. As PCHs contam com 3, 2 e 3 unidades geradoras respectivamente.

Segue abaixo diagrama de blocos dos limites do projeto.



Os gases do efeito estufa e as fontes de emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto estão apresentados na tabela abaixo.

⁸ Referente à última versão aprovada da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” para a definição de um sistema elétrico.

Tabela 7: Gases do Efeito Estufa Envolvidos na Atividade do Projeto.

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
Linha de Base	Emissão de CO ₂ proveniente da geração de eletricidade a partir de plantas de energia a combustível fóssil que é deslocada em razão da atividade de projeto.	CO ₂	Sim	Principal Fonte de Emissão.
		CH ₄	Não	Fonte de Emissão Secundária
		N ₂ O	Não	Fonte de Emissão Secundária
Atividade do Projeto	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório	CO ₂	Não	Fonte de Emissão Secundária
		CH ₄	Não	A metodologia ACM0002 expressa que essa é a principal fonte de emissão. Contudo, como a Densidade de Energia das três PCHs do Projeto são maiores que 10 W/m ² , a atividade do projeto não proporciona qualquer emissão.
		N ₂ O	Não	Fonte de Emissão Secundária

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

Na ausência da atividade do projeto, a energia limpa gerada pelas PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo, despachada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, teria sido gerada através de fontes não renováveis de energia provenientes de centrais geradoras conectadas à rede interligada, causando a emissão de maiores quantidades de gases do efeito estufa.

De acordo com a metodologia ACM0002, se a atividade do projeto é a instalação de uma nova planta de energia renovável conectada à rede, o cenário de linha de base é o seguinte:

“A eletricidade fornecida à rede pelo projeto teria sido gerada, do contrário, pela operação de usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes geradoras, conforme refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descritos na Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Os fatores de emissão da margem combinada do Sistema Interligado Nacional serão calculados de acordo com a ferramenta metodológica “*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*” aprovada pelo Conselho Executivo do MDL.

Os fatores de emissão da margem combinada para a geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), necessários para o cálculo da margem combinada (CM), são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)**. A sistemática de cálculo foi elaborada através de um trabalho conjunto do ONS, do Ministério das Minas e Energia (MME) e do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT).

Serão, então, utilizados para cálculo das reduções de emissões do projeto os fatores de emissão da margem combinada do Sistema Interligado Nacional.

Esse cenário de linha de base é perfeitamente aplicável às PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo.

Como informação adicional, pode-se perceber, através da projeção estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica⁹, para o período 2010 a 2019, que outras atividades e tecnologias que proporcionariam uma maior emissão de gases de efeito estufa ocorreriam na ausência desses projetos.

Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica Brasileiro (2010-2019)

Em 2010, o Ministério de Minas e Energia do Brasil elaborou o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica para o período de 2010 a 2019. O MME prevê um aumento significativo na oferta de energias renováveis, e mostra preocupação no sentido de implantá-las. Entretanto o Plano de Expansão Energético para o período 2010-2019¹⁰ projeta um crescimento de aproximadamente 81% de oferta de energia elétrica com base no carvão mineral e 162% com base no óleo combustível no país. O aumento previsto para usinas termelétricas que utilizam combustíveis fósseis é de aproximadamente 49%.

É importante salientar também que, atualmente existem no Brasil 9 centrais geradoras termelétricas, operando a partir de carvão mineral, totalizando uma potência instalada de 1.594,054 MW, conforme tabela¹¹ a seguir:

Tabela 8: Usinas Termelétricas a Carvão em Operação no Brasil

Usina	Potência (MW)	Estado
Figueira	20	Paraná
Charqueadas	72	Rio Grande do Sul
Pres. Médici A e B	446	Rio Grande do Sul
São Jerônimo	20	Rio Grande do Sul
Jorge Lacerda I e II	232	Santa Catarina
Jorge Lacerda III	262	Santa Catarina
Jorge Lacerda IV	363	Santa Catarina
Alunorte	103,854	Pará
Alumar	75,2	Maranhão
Candiota III	350	Rio Grande do Sul
Total	1.944	

Como mostra a tabela, apenas dois empreendimentos termelétricos que geram energia a partir da queima do carvão mineral não estão situados na região Sul do Brasil (Usinas Alumar e Alunorte), local onde o Projeto Complexo Carreiro II está localizado.

Existe, então, a real possibilidade de usinas termelétricas serem acionadas caso as usinas hidrelétricas não consigam suprir a demanda energética, por motivos de pico de energia ou de falta de precipitações. Dessa forma o Projeto Complexo Carreiro II pode ser um colaborador para que se evite que uma das usinas termelétricas seja ativada, ou que seja necessária a construção de empreendimentos semelhantes.

⁹ Fonte: Ministério de Minas e Energia (MME) - Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, 2010-2019 Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>

¹⁰ Fonte: Ministério de Minas e Energia (MME) - Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, 2010-2019 pág.82 tabela 54

¹¹ Fonte: Aneel - <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2> - Acesso em 01/02/2011

B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada de MDL (avaliação e demonstração de adicionalidade):

Esse item está elaborado com base na “Ferramenta para a Demonstração e Avaliação da Adicionalidade” versão 5.2, disponível no website: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>

Essa ferramenta descreve alguns passos a serem seguidos, para demonstrar e avaliar a adicionalidade do projeto.

Antes da demonstração da adicionalidade através da aplicação da “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, como a data de início da atividade do projeto é anterior à data de validação, os participantes do projeto demonstram com as evidências abaixo que o MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade do projeto.

Tabela 9: Evidências da elaboração do Projeto de MDL.

Evidência	Data	Assunto
E-mails de envio ao Secretariado da UNFCCC sobre a intenção de tornar as PCHs Autódromo, Boa Fé e São Paulo atividades de projeto de MDL.	12/05/2009	Comunicação de intenção das PCHs Autódromo, Boa Fé e São Paulo tornarem-se uma atividade de projeto de MDL.
Carta enviada ao Secretário Executivo da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – AND Brasileira	27/07/2009	Comunicação da intenção das PCHs Autódromo, Boa Fé e São Paulo tornarem-se uma atividade de projeto de MDL.
CT BF 047/2009 CT AUT 046/2009	01/11/2009	Contratação para início da construção do Projeto das PCHs Boa Fé e Autódromo.
Proposta de desenvolvimento de Projeto de MDL enviado pela empresa Enerbio Consultoria	23/03/2010	Proposta técnica e comercial para desenvolvimento de Projeto de MDL Complexo Carreiro II enviado pela empresa Enerbio Consultoria à Hidrotérmica S.A.
Contrato de Prestação de Serviços estabelecido entre Hidrotérmica S.A. e a empresa Enerbio Consultoria.	15/04/2010	Assinatura do Contrato de Prestação de Serviços estabelecido entre Hidrotérmica S.A. e a Enerbio Consultoria para implantação do projeto de MDL.
Cronograma PCH Autódromo	23/05/2011	Previsão de início da operação comercial da PCH Autódromo.
Cronograma PCH Boa Fé	18/06/2011	Previsão de início de operação comercial da PCH Boa Fé.
Cronograma PCH São Paulo	21/09/2011	Início da operação comercial da PCH São Paulo.

É importante salientar que os Proprietários do Projeto enviaram uma comunicação de consideração prévia do MDL para cada pequena central hidrelétrica. Na época da comunicação, os Proprietários do Projeto não sabiam da possibilidade de desenvolver o Projeto de MDL com as três pequenas centrais hidrelétricas em conjunto.

Quando a empresa de consultoria foi contratada, os proprietários do projeto e a empresa de consultoria decidiram desenvolver um único DCP para as três pequenas centrais hidrelétricas. Essa decisão foi tomada para economizar tempo e recursos financeiros durante o ciclo do MDL. Como os proprietários do

projeto haviam informado a UNFCCC e a AND brasileira sobre consideração prévia de cada PCH, os Participantes do Projeto acreditam que cumpriram suas obrigações em relação a consideração prévia.

Os seguintes requisitos são necessários para a demonstração e avaliação da adicionalidade do Projeto Complexo Carreiro II:

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

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade de projeto:

1. As alternativas realistas identificadas à atividade de projeto são:

- A continuidade da situação atual, com a eletricidade sendo gerada pela atual composição de geração do Sistema Interligado Nacional;
- Construção de novos empreendimentos de energia, com potência instalada semelhante à potência das PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo;
- A atividade do projeto ser empreendida sem ser registrada como atividade de projeto de MDL.

Subpasso 1b. Conformidade com as leis e regulamentações:

Tanto a atividade do projeto, como os cenários alternativos, estão de acordo com as leis e regulamentações aplicáveis. O Plano Decenal mostra que haverá um aumento na oferta de energia país em geral. Há também um aumento da potência instalada de usinas que geram energia elétrica através de combustíveis fósseis como o carvão. Segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil¹², as maiores jazidas brasileiras de carvão situam-se nos estados do Rio Grande do Sul (89,25%) e Santa Catarina (10,41%). Somente a Jazida de Candiota, no Rio Grande do Sul, região onde o Projeto Complexo Carreiro II está localizado, possui 38% do volume de reserva de todo o carvão nacional, o que demonstra a possibilidade de construção de novas termelétricas a carvão no estado. Conforme exposto no item B.4 deste DCP é na região Sul onde estão localizadas 7 das 9 usinas termelétricas a carvão mineral do país

É importante esclarecer que o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro permite que os agentes privados e públicos decidam o montante de energia elétrica a contratar e os investimentos a realizar a partir da participação em leilões de usinas geradoras e sistemas de transmissão.

Segundo o MME¹³, “são os agentes de distribuição que decidem e se comprometem a pagar, por meio de contratos, resultantes de leilões, montantes de energia elétrica provenientes de novas instalações de geração de energia elétrica a serem entregues (...). Com a informação das distribuidoras, os geradores podem então decidir que novos empreendimentos de geração desejam construir, apresentando, nos leilões, propostas de preços de venda de sua energia elétrica, competindo por contratos de compra de energia das distribuidoras. Adicionalmente, os geradores podem ainda contatar direta e livremente com consumidores livres”.

Dessa forma, percebe-se que não há restrições nas leis e regulamentações aplicáveis à implantação da atividade do projeto e aos cenários alternativos à atividade de projeto de MDL. Além disso, verifica-se também, através das projeções do MME citadas, que há inclusive uma tendência com grandes

¹² Atlas de Energia Elétrica do Brasil, ANEEL, 3ª edição, 2008. Página 136. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689. Acessado em: 30/06/2010..

¹³ Ministério de Minas e Energia (MME) – Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, 2006-2015



probabilidades de ocorrência dos cenários alternativos na ausência de projetos semelhantes ao Projeto Complexo Carreiro II.

Percebe-se também que o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro proporciona autonomia aos agentes econômicos sobre os investimentos a serem realizados no setor elétrico brasileiro, não havendo, portanto, restrições, nem imposições à atividade de projeto e às suas alternativas.

Dessa forma, tanto a atividade de projeto como os cenários alternativos cumprem todas as normas e regulamentações brasileiras, também sendo plausíveis de acordo com as tendências do setor elétrico brasileiro.

Passo 2. Análise de investimentos

Determine se a atividade de projeto não é:

- (a) A mais atrativa economicamente ou financeiramente;
- (b) Viável economicamente ou financeiramente, sem as receitas de venda das reduções certificadas de emissões (RCEs).

Para conduzir a análise de investimento, devem ser usados os seguintes passos:

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado

O projeto gera outros benefícios econômico-financeiros, além das receitas provenientes do MDL. Dessa forma, será utilizada a Análise do índice referencial para analisar a atividade de projeto do Projeto Complexo Carreiro II.

Subpasso 2b-Opção III. Análise referencial aplicada

Será usada a taxa interna de retorno (TIR) do acionista como indicador financeiro do projeto, por se tratar de um dos indicadores mais comumente utilizado e mais apropriado em análises de investimentos de projetos de infra-estrutura. O cálculo da TIR ao acionista de cada projeto segue o indicado pelo Guia para Avaliação da Análise de Investimento presente na Ferramenta para Demonstração e Avaliação da Adicionalidade.

Como índice de referência será utilizado o retorno esperado de capital próprio.

Subpasso 2c. Cálculo e comparação de indicadores financeiros

O fluxo de caixa de cada Pequena Central Hidrelétrica que compõe esse projeto será apresentado por completo à Entidade Operacional Designada que realizará a validação e a qualquer entidade ligada ao MDL que o solicitar para efeitos de comprovação da adicionalidade do projeto. O período considerado no contexto da presente atividade do projeto é de 30 anos como determinado pelas autorizações concedidas a cada Pequena Central Hidrelétrica.

Foram adotadas premissas comuns ao fluxo de caixa das três PCHs, respeitando as suas diferenças energéticas e de porte.

Estão detalhadas a seguir as premissas adotadas:

PCH Boa Fé



1 - Receitas

- **Energia Assegurada** de 12,23 MW conforme Portaria do Ministério de Minas e Energia, nº 100, de 31 de maio de 2007. Disponível em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/legislacao/portaria/Portaria_n_100-2007.pdf
- Considerou-se que a usina gerará energia 8.760 horas por ano;
- **Preço de energia:** R\$ 144,00 R\$/MWh conforme preço-teto divulgado no Edital 02/2009 pela ANEEL do 8º Leilão de Energia Nova (A-3), realizado em 2009¹⁴.

2 – Investimentos

- **Investimento total:** R\$ 108.021.295,96; conforme carta HT-390-2009 de 18/09/2009 e carta-consulta enviada ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, BNDES.

3 – Despesas

- **O&M (Operação e Manutenção):** como a empresa ainda não possui contrato para serviços de O&M firmados, os custos com O&M foram orçados de acordo com propostas comerciais apresentadas para duas outras PCHs do Grupo (PCHs Criúva e Palanquinho) que apresentam porte semelhante. Valor de R\$ 1.050.000,00 por ano.
- **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD):** Segundo Resolução ANEEL nº 636, datada de 17 de Abril de 2008, a TUSD para projetos de geração conectados a concessionária Rio Grande Energia (RGE) é de R\$ 3,20/kW instalado. Projetos de pequenas centrais hidrelétricas devem descontar essa taxa em 50% de acordo com a Resolução Normativa nº 77 de 18 de agosto de 2004. Dessa forma, $R\$ 1,60 \times 24.000 \text{ KW} \times 12 = R\$ 460.800,00$ por ano.
- **Taxa de Fiscalização da ANEEL:** 0,5% sobre a receita bruta anual (R\$ 74.822,94) conforme Decreto nacional nº 2.410, 28 de Novembro de 1997.
- **Custo de Administração:** Orçado conforme despesas incorridas em outra PCH do Grupo já em operação (PCH da Ilha) ponderado pela Capacidade Instalada da PCH Boa Fé. Valor de R\$ 134.220,00 por ano. Esse orçamento foi baseado na PCH da Ilha que já possui histórico de operação de 2 anos, entre junho de 2008 e maio de 2009.
- **Seguros:** Foram orçados gastos com seguro contra risco civil e operacional. O orçamento baseou-se em despesas incorridas para outra PCH do grupo (PCH da Ilha) que possui porte semelhante. Valor anual: R\$ 269.497,00.
- **Meio Ambiente:** Orçado conforme despesas incorridas em outra PCH do Grupo já em operação (PCH da Ilha) ponderado pela Capacidade Instalada da PCH Boa Fé. Valor de R\$ 268.843,00. Esse orçamento foi baseado na PCH da Ilha que já possui histórico de operação de 2 anos, entre junho de 2008 e maio de 2009.
- **Outras despesas operacionais:** Orçado conforme despesas incorridas em outra PCH do Grupo já em operação (PCH da Ilha) ponderado pela Capacidade Instalada da PCH Boa Fé, entre junho de 2008 e maio de 2009. Valor de R\$ 969.042,00.

¹⁴Segundo Edital do Leilão Nº 2/2009, disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/022009-Edital_A-3%20_27-7-9_APOS%20AP-APORTE%20ON-LINE_V14.pdf



PCH São Paulo

1 - Receitas

- **Energia Assegurada** de 8,63 MW conforme Portaria do Ministério de Minas e Energia, nº 100, de 31 de maio de 2007. Disponível em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/legislacao/portaria/Portaria_n_100-2007.pdf
- Considerou-se que a usina gerará energia 8.760 horas por ano;
- **Preço de energia:** R\$ 144,00 R\$/MWh conforme preço-teto divulgado no Edital 02/2009 pela ANEEL do 8º Leilão de Energia Nova (A-3), realizado em 2009¹⁵.

2 – Investimentos

- **Investimento total:** R\$ 89.302.260,06; conforme carta HT-392-2009 de 18/09/2009 e carta-consulta enviada ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, BNDES.

3 – Despesas

- **O&M (Operação e Manutenção):** como a empresa ainda não possui contrato para serviços de O&M firmados, os custos com O&M foram orçados de acordo com propostas comerciais apresentadas para duas outras PCHs do Grupo (PCHs Criúva e Palanquinho), ponderado pela capacidade instalada da PCH São Paulo. Valor de R\$ 700.000,00 por ano.
- **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD):** Segundo Resolução ANEEL nº 636, datada de 17 de Abril de 2008, a TUSD para projetos de geração conectados a concessionária Rio Grande Energia (RGE) é de R\$ 3,20/kW instalado. Projetos de pequenas centrais hidrelétricas devem descontar essa taxa em 50% de acordo com a Resolução Normativa nº 77 de 18 de agosto de 2004. Dessa forma, $R\$ 1,60 \times 16.000 \text{ KW} \times 12 = R\$ 307.200,00$ por ano.
- **Taxa de Fiscalização da ANEEL:** 0,5% sobre a receita bruta anual (R\$ 52.798,20) conforme Decreto nacional nº 2.410, 28 de Novembro de 1997.
- **Custo de Administração:** Orçado conforme despesas incorridas em outra PCH do Grupo já em operação (PCH da Ilha) ponderado pela Capacidade Instalada da PCH São Paulo. Valor de R\$ 89.480,00 por ano. Esse orçamento foi baseado na PCH da Ilha que já possui histórico de operação de 2 anos, entre junho de 2008 e maio de 2009..
- **Seguros:** Foram orçados gastos com seguro contra risco civil e operacional. O orçamento baseou-se em despesas incorridas para outra PCH do grupo (PCH da Ilha) que possui porte semelhante. Valor anual: R\$ 179.665,00.
- **Meio Ambiente:** Orçado conforme despesas incorridas em outra PCH do Grupo já em operação (PCH da Ilha) ponderado pela Capacidade Instalada da PCH São Paulo. Valor de R\$ 179.229,00. Esse orçamento foi baseado nos custos da PCH da Ilha que já possui histórico de operação de 2 anos, entre junho de 2008 e maio de 2009.
- **Outras despesas operacionais:** Orçado conforme despesas incorridas em outra PCH do Grupo já em operação (PCH da Ilha) entre junho de 2008 e maio de 2009 ponderado pela Capacidade Instalada da PCH São Paulo. Valor de R\$ 646.028,00.

¹⁵ Segundo Edital do Leilão Nº 2/2009, disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/022009-Edital_A-3%20_27-7-9_APOS%20AP-APORTE%20ON-LINE_V14.pdf



PCH Autódromo

1 - Receitas

- **Energia Assegurada** de 12,25 MW conforme Portaria do Ministério de Minas e Energia, nº 100, de 31 de maio de 2007. Disponível em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/legislacao/portaria/Portaria_n_100-2007.pdf
- Considerou-se que a usina gerará energia 8.760 horas por ano;
- **Preço de energia:** R\$ 144,00 R\$/MWh conforme preço-teto divulgado no Edital 02/2009 pela ANEEL do 8º Leilão de Energia Nova (A-3), realizado em 2009¹⁶.

2 – Investimentos

- **Investimento total:** R\$ 114.055.180,00 conforme carta HT 391-2009 de 18/09/2009 e carta-consulta enviada ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, BNDES.

3 – Despesas

- **O&M (Operação e Manutenção):** como a empresa ainda não possui contrato para serviços de O&M firmados, os custos com O&M foram orçados de acordo com propostas comerciais apresentadas para duas outras PCHs do Grupo (PCHs Criúva e Palanquinho) que apresentam porte semelhante. Valor de R\$ 1.050.000,00 por ano.
- **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD):** Segundo Resolução ANEEL nº 636, datada de 17 de Abril de 2008, a TUSD para projetos de geração conectados a concessionária Rio Grande Energia (RGE) é de R\$ 3,20/kW instalado. Projetos de pequenas centrais hidrelétricas devem descontar essa taxa em 50% de acordo com a Resolução Normativa nº 77 de 18 de agosto de 2004. Dessa forma, $R\$ 1,60 \times 24.000 \text{ KW} \times 12 = R\$ 460.800,00$ por ano.
- **Taxa de Fiscalização da ANEEL:** 0,5% sobre a receita bruta anual (R\$ 77.876,24) conforme Decreto nacional nº 2.410, 28 de Novembro de 1997.
- **Custo de Administração:** Orçado conforme despesas incorridas em outra PCH do Grupo já em operação (PCH da Ilha) ponderado pela Capacidade Instalada da PCH Autódromo. Valor de R\$ 134.220,00 por ano. Esse orçamento foi baseado na PCH da Ilha que já possui histórico de operação de 2 anos, entre junho de 2008 e maio de 2009.
- **Seguros:** Foram orçados gastos com seguro contra risco civil e operacional. O orçamento baseou-se em despesas incorridas para outra PCH do grupo (PCH da Ilha) que possui porte semelhante. . Valor anual: R\$ 269.497,00.
- **Meio Ambiente:** Orçado conforme despesas incorridas em outra PCH do Grupo já em operação (PCH da Ilha) ponderado pela Capacidade Instalada da PCH Autódromo. Valor de R\$ 268.843,00. Esse orçamento foi baseado nos custos da PCH da Ilha que já possui histórico de operação de 2 anos, entre junho de 2008 e maio de 2009.
- **Outras despesas operacionais:** Orçado conforme despesas incorridas em outra PCH do Grupo já em operação (PCH da Ilha) ponderado pela Capacidade Instalada da PCH Autódromo, entre junho de 2008 e maio de 2009. Valor de R\$ 969.042,00.

O financiamento e a tributação foram orçados com base nas mesmas premissas para as três PCHs.

Tributação

- Os impostos (PIS/COFINS/CSLL/IR) seguem o regime brasileiro de tributação sobre lucro presumido;

¹⁶ Segundo Edital do Leilão Nº 2/2009, disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/022009-Edital_A-3%20_27-7-9_APOS%20AP-APORTE%20ON-LINE_V14.pdf

Financiamento

- Nenhuma das PCHs possui contrato de financiamento firmado. Foi feita uma consulta ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, BNDES, que ainda não forneceu respostas. Dessa forma, o custo do capital de terceiros do Projeto Complexo Carreiro II está baseado nos custos de financiamento praticados para projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil através de financiamento do BNDES. O custo de financiamento de empréstimos do BNDES usualmente é indexado à Taxa de Juros de Longo Prazo (6,00% a.a.¹⁷) e acrescido de uma Remuneração básica do BNDES (0,9% a.a) mais a Taxa de Risco de Crédito do BNDES (3,0% a.a). A taxa de risco de crédito máxima cobrada pelo BNDES para projetos de energia renováveis é de 3,57% a.a conforme informações presentes no site do Banco¹⁸. Conservadoramente, foi estimada a taxa de 3,0% a.a. A taxa estimada para o financiamento é, então, **de 9,90% a.a. com um prazo de amortização de 14 anos** conforme indicado por informações presentes no *website* do BNDES.
- Essa metodologia de cálculo de custo de financiamento é indicada pelo BNDES, conforme seu site na internet: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_renovaveis.html. A empresa estima ainda que **70%** do montante necessário para o investimento total será financiado pelo BNDES. O limite máximo de financiamento para projetos de energia renováveis é de 80% do total do investimento.

Benchmarking – Retorno Esperado de Capital Próprio

O retorno esperado de capital próprio (ou custo de capital próprio) foi calculado com base na seguinte equação.

$$K_e = GB + PE_g$$

Equação 02

Onde:

- Ke = Custo de Capital Próprio;
- GB = Taxa Livre de Risco (R_f) + Prêmio de Risco País (ERP)
- PE_g = *Global Equity Risk Premium*

A equação adotada corresponde à equação 03 da opção 4B da “*Draft tool to determine the weighted average cost of capital (WACC)*”. Apesar de, no momento de elaboração do DCP, essa ferramenta não estar aprovada, corresponde a uma forma de cálculo aceita em modelos financeiros e que, como foi sugerida pela UNFCCC em um draft metodológico, entende-se que represente uma maneira adequada de cálculo de retorno esperado de capital próprio segundo critérios do Conselho Executivo.

Para calcular o custo de capital próprio utilizando equação 02, os parâmetros adotados foram os seguintes:

- GB = 3,36% + 7,50% = 10,86%.

¹⁷ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html. Acesso em 20/07/2010.

¹⁸ A taxa de risco de crédito máxima cobrada pelo BNDES para projetos de energia renováveis é de 3,57% a.a conforme informações presentes no site do Banco: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html

- o $R_f = 3,36\% \Rightarrow$ Média da Taxa de Retorno do Título do Tesouro Americano (T-Bond) de 30 anos¹⁹ nos últimos 03 anos (2007, 2008 e 2009) anteriores à elaboração do PDD;
- o $ERP = 7,50\% \Rightarrow$ Prêmio de Risco do Brasil, baseado em dados da Moodys, conforme calculado pelo professor Aswath Damodaran²⁰.
- $PE_g = 4,1\% \Rightarrow$ Global Equity Risk Premium fornecido pelo artigo “The worldwide equity premium: A smaller puzzle” de Elroy Dimson, Paul Marsh e Mike Stautun da London Business School²¹.

O retorno esperado de capital próprio das três PCHs, em termos nominais, é, então, de 14,96%. Descontado índice de inflação de 2,70%²², chega-se ao custo de capital próprio de 11,93%.

Em 03 de junho de 2011, após o início da validação, a UNFCCC publicou a versão 04 do guia de análise de investimento onde é publicado um retorno esperado de capital próprio aproximado para diferentes tipos de projetos e países anfitriões. Esses valores podem também serem usados como valores padrão. O retorno esperado de capital próprio para projetos de energia no Brasil, em termos reais, é 11,75% conforme esse guia. Como essa é uma indicação fornecida pela UNFCCC, ela também foi adicionada ao DCP, apesar de ter sido publicada após a publicação do DCP.

A tabela abaixo mostra um resumo de comparação entre os indicadores financeiros do projeto e os índices referenciais:

Tabela 12: Taxa Interna de Retorno ao Acionista x Benchmarking

Benchmarking	Retorno Esperado de Capital Próprio - UNFCCC	TIR ao Acionista – PCH Boa Fé	TIR ao Acionista – PCH São Paulo	TIR ao Acionista – PCH Autódromo
11,93%	11,75%	8,44%	6,05%	7,52%

A análise de indicador referencial foi utilizada (Opção III) e evidenciou que os indicadores do projeto são menos favoráveis que os indicadores de referência, então, pode-se afirmar que, a atividade de projeto MDL não pode ser considerada financeiramente atrativa.

Subpasso 2d. Análise de sensibilidade

As principais variáveis que podem afetar as finanças do projeto são (i) o preço de energia, (ii) o fator de capacidade; (iii) o montante total do investimento; (iv) o custo de O&M e o (v) custo do financiamento. Esses parâmetros foram escolhidos para serem usados na análise de sensibilidade, por que eles são as variáveis mais importantes que afetam as receitas (preço da energia e fator de capacidade) e as saídas (montante total de investimento; custo de O&M e o custo de financiamento). No caso das receitas, esses são os únicos parâmetros que podem afetá-las. No caso das saídas, os parâmetros utilizados representam as despesas mais elevadas. Portanto, eles podem causar maior impacto no fluxo de caixa.

A análise de sensibilidade considera apenas os cenários que contribuem para aumentar a atratividade econômico-financeira do projeto com o objetivo de confirmar quão sólida é a análise dos subpassos 2b e 2c.

¹⁹ Baseado em dados do Standard&Poors. Disponível em <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Para acessá-lo, deve-se entrar no link *Updated Data* e, posteriormente, no link “Updated Data and the option “Historical Returns on Stocks, Bonds and Bills – United States” .Acessado em 19/07/2010.

²⁰ Disponível em: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem.xls> . Acessado em 19/07/2010

²¹ Esse artigo está indicado na *Draft tool to determine the weighted average cost of capital (WACC)*.

²² Medida pelo Consumer Price Index (CPI) disponível em: <ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpiat.txt> . Acessado em 19/07/2010.



O preço da eletricidade e o fator de capacidade (energia assegurada) são os únicos parâmetros que podem influenciar as receitas do projeto. A energia assegurada é determinada pelos agentes reguladores e está definida conforme Portaria de Ministério de Minas e Energia do Brasil e é a energia que pode ser comercializada pelos empreendedores.

O preço da eletricidade foi baseado no preço-teto do último leilão de energias renováveis, anterior ao início da atividade do projeto. O custo de O&M (Operação e Manutenção) foi estimado conforme propostas comerciais para outras PCHs do grupo que possuem o mesmo porte de potência instalada.

O valor total de investimentos representa a saída de caixa mais importante do projeto e está baseada em carta-consulta apresentada ao mais provável financiador do projeto. Geralmente, as obras de PCHs acabam custando acima do inicialmente orçado, tendo em vista o acontecimento de eventos imprevisíveis. O custo de financiamento foi estimado baseado em informação fornecida pelo BNDES, que é uma das fontes mais baratas para projetos de infraestrutura no Brasil. É pouco provável que custos de financiamento menores que os que foram estimados nos cenários cobertos pela análise de sensibilidade ocorram.

Assim, é pouco provável que os itens incluídos na análise de sensibilidade das PCHs possam sofrer alterações que contribuam com um aumento na atratividade financeira e econômica que não esteja coberto pela faixa de variação entre 0 e 10%. Portanto, a faixa de variação entre 0 e 10% cobre mais que os cenários prováveis.

As tabelas abaixo apresentam os resultados para as variações dos principais parâmetros que podem afetar o fluxo de caixa ao acionista de cada uma das PCHs que compõe o Complexo Carreiro II.

Tabela 13: Análise de Sensibilidade – PCH Boa Fé

VARIAÇÕES NO PREÇO DA ENERGIA			VARIAÇÕES NO FATOR DE CAPACIDADE		
Situação Projetada	Preço do MWh	TIR ao acionista	Situação Projetada	Fator de Capacidade	TIR ao acionista
0%	R\$ 144,00	8,44%	0%	12,23	8,44%
5%	R\$ 151,20	9,60%	5%	12,84	9,60%
10%	R\$ 158,40	10,78%	10%	13,45	10,78%
VARIAÇÕES NO MONTANTE TOTAL DE INVESTIMENTO			VARIAÇÕES NO CUSTO DE FINANCIAMENTO		
Situação Projetada	Investimento (R\$ Mil)	TIR ao acionista	Situação Projetada	Custo do Financiamento	TIR ao acionista
0%	R\$ 108.021.296	8,44%	0%	9,90%	8,44%
-5%	R\$ 102.620.231	9,39%	-5%	9,41%	8,80%
-10%	R\$ 97.219.166	10,47%	-10%	8,91%	9,18%
VARIAÇÕES NO CUSTO DE O&M					
Situação Projetada	Custo de O&M	TIR ao acionista			
0%	R\$ 1.050.000	8,44%			
-5%	R\$ 997.500	8,52%			
-10%	R\$ 945.000	8,61%			

Tabela 14: Análise de Sensibilidade – PCH São Paulo

VARIAÇÕES NO PREÇO DA ENERGIA			VARIAÇÕES NO FATOR DE CAPACIDADE		
Situação Projetada	Preço do MWh	TIR ao acionista	Situação Projetada	Fator de Capacidade	TIR ao acionista
0%	R\$ 144,00	6,05%	0%	8,63	6,05%
5%	R\$ 151,20	7,03%	5%	9,06	7,03%
10%	R\$ 158,40	8,02%	10%	9,49	8,02%
VARIAÇÕES NO MONTANTE TOTAL DE INVESTIMENTO			VARIAÇÕES NO CUSTO DE FINANCIAMENTO		
Situação Projetada	Investimento (R\$ Mil)	TIR ao acionista	Situação Projetada	Custo do Financiamento	TIR ao acionista
0%	R\$ 89.302.260	6,05%	0%	9,90%	6,05%
-5%	R\$ 84.837.147	6,87%	-5%	9,41%	6,37%
-10%	R\$ 80.372.034	7,78%	-10%	8,91%	6,70%
VARIAÇÕES NO CUSTO DE O&M					
Situação Projetada	Custo de O&M	TIR ao acionista			
0%	R\$ 700.000	6,05%			
-5%	R\$ 665.000	6,12%			
-10%	R\$ 630.000	6,19%			

Tabela 15: Análise de Sensibilidade – PCH Autódromo

VARIAÇÕES NO PREÇO DA ENERGIA			VARIAÇÕES NO FATOR DE CAPACIDADE		
Situação Projetada	Preço do MWh	TIR ao acionista	Situação Projetada	Fator de Capacidade	TIR ao acionista
0%	R\$ 144,00	7,52%	0%	12,25	7,52%
5%	R\$ 151,20	8,61%	5%	12,86	8,61%
10%	R\$ 158,40	9,72%	10%	13,48	9,72%
VARIAÇÕES NO MONTANTE TOTAL DE INVESTIMENTO			VARIAÇÕES NO CUSTO DE FINANCIAMENTO		
Situação Projetada	Investimento (R\$ Mil)	TIR ao acionista	Situação Projetada	Custo do Financiamento	TIR ao acionista
0%	R\$ 114.055.180	7,52%	0%	9,90%	7,52%
-5%	R\$ 108.352.421	8,42%	-5%	9,41%	7,87%
-10%	R\$ 102.649.662	9,43%	-10%	8,91%	8,23%
VARIAÇÕES NO CUSTO DE O&M					
Situação Projetada	Custo de O&M	TIR ao acionista			
0%	R\$ 1.050.000	7,52%			
-5%	R\$ 997.500	7,60%			
-10%	R\$ 945.000	7,68%			

A análise de sensibilidade confirma que o Projeto não é atrativo financeiramente, já que a sua taxa interna de retorno ao acionista é menor que os indicadores de referência.

A ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade indica que:

“Se após a análise de sensibilidade é concluído que a atividade proposta do projeto MDL é improvável ser a mais atrativa financeiramente (item 2.c – 8.a) ou se é improvável ser atrativo financeiramente (item 2c -8b), então prossiga para o Passo 4 (Análise das práticas comuns).”

Dessa forma como a análise de sensibilidade evidenciou que a atividade proposta não é atrativa do ponto de vista financeiro, deve-se prosseguir para o passo 4 (Análise das prática comum).

Passo 3. Análise de barreiras

Este item não será considerado. **Ir para o Passo 4**

Passo 4. Análise da prática comum

Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade de projeto proposta

Observa-se que existem no Brasil, país onde estão localizadas as PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo do projeto Complexo Carreiro II, empreendimentos com atividades semelhantes à atividade do projeto proposto.

Segue um resumo dos empreendimentos de geração de energia em operação no Brasil, segundo informações presentes no website da ANEEL²³.

Tabela 16 – Número de empreendimentos de geração de energia em operação no Brasil

Tipo	Quantidade
Central Geradora Hidrelétrica (CGH) (Potência Instalada menor que 1 MW)	328
Usina Eólica (EOL)	50
Pequena Central Hidrelétrica (PCH) (Potência Instalada maior que 1 MW e menor ou igual a 30 MW)	388
Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) (Potência Instalada maior que 30 MW)	173
Usina Termelétrica de Energia (UTE)	1.399
Total	2.338

A tabela apresentada mostra que há atividades similares ocorrendo no Brasil, contudo, essa atividade de projeto não é predominante na matriz energética da região, apenas 3,03% da potência instalada da matriz energética atual (empreendimentos em operação) do Brasil são Pequenas Centrais Hidrelétricas, assim como os empreendimentos deste projeto.

Diferenças de potência instalada requerem diferentes montantes de investimento e perfis de risco. Portanto, a faixa de potência instalada considerada para essa análise é de 8 MW (50% inferior a menor potência instalada do projeto) e 30 MW (limite para tecnologia de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil).

Entre essas 388 pequenas centrais hidrelétricas existentes no Brasil, existem 146 com potência instalada entre 8 MW e 30 MW. Empreendimentos com data de entrada em operação anterior a junho de 2004 também foram excluídos da análise, pois eles tornaram-se operacionais em um quadro institucional diferente.

A lei 10.438 de 26 de abril de 2002²⁴ criou o PROINFA. O PROINFA é um Programa Governamental que busca incentivar, do ponto de vista financeiro, o desenvolvimento de empreendimentos que utilizem tecnologias renováveis, devido às dificuldades de financiamento, do oferecimento de garantias aos financiadores e da necessidade de investimentos considerados razoáveis para pequenas organizações. Dessa maneira, o Governo Federal tenta incentivar projetos através de linhas de financiamento diferenciadas, além de garantias de receitas mínimas através do compromisso do estabelecimento de contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs), a serem firmados com a sociedade de economia mista, Eletrobrás, que assegurará ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo. Os contratos têm duração de 20 anos e envolvem projetos selecionados que deveriam entrar em operação até dezembro de 2006. Os projetos de pequenas centrais hidrelétricas são um dos tipos de projetos elegíveis à participação no PROINFA.

²³ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acessado em 31/01/2011.

²⁴ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10438.htm



O PROINFA prevê que todas as usinas que participam do programa deveriam celebrar seus contratos com a Eletrobrás até junho de 2004. Após isso, Pequenas Centrais Hidrelétricas, Usinas Eólicas e Usinas à Biomassa perderam os benefícios oferecidos por esse programa. O fim desse programa mudou o quadro institucional para energia renovável no Brasil. O MDL criado em 1997 entrou em operação em 2005 e trouxe receitas financeiras que podem substituir parte dos benefícios criados pelo PROINFA e que deixaram de existir.

Portanto, os participantes do projeto consideraram na análise de prática comum apenas as Pequenas Centrais Hidrelétricas que entraram em operação após junho de 2004, porque esse empreendimentos foram desenvolvidos sob o mesmo quadro institucional das Pequenas Centrais Hidrelétricas deste projeto.

Entre essas 146 PCH com potência instalada entre 8 MW e 30 MW, existem apenas 121 PCHs no país que tiveram a entrada em operação após junho de 2004.

Conforme recomendado pelo subpasso 4.a da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, outras atividades de projetos (atividades de projetos registradas e atividades de projeto que foram publicadas no site a UNFCCC para comentários dos stakeholders como parte do processo de validação) não devem ser incluídas nesta análise.

Entre essas 121 PCHs, 68 com potência instalada entre 8 MW e 30 MW devem ser excluídas desta análise porque são atividades de projeto de MDL (ou estão registradas ou foram submetidas para consulta aos Stakeholders).

Das 53 PCHs restantes, 45 receberam incentivos financeiros do PROINFA, portanto essas PCHs tiveram acesso a financiamentos diferentes e operaram com menos riscos devidos as garantias do Governo Federal. Os empreendimentos do Projeto Complexo Carreiro II não fazem parte do PROINFA e consideram, dessa forma, as receitas da comercialização das reduções certificadas de emissão como um importante para fazer o investimento.

5 outras PCHs são auto produtoras e não despacham energia para a rede, apenas fornecem energia para seus investidores, ou consumo próprio. Essas usinas possuem características diferentes e, portanto não podem ser consideradas semelhantes à atividade do projeto Complexo Carreiro II.

Assim, existem apenas 3 pequenas centrais hidrelétricas semelhantes a atividade do projeto.

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Apesar da existência de projetos semelhantes a atividade do projeto Complexo Carreiro II no Brasil, é necessário estabelecer características peculiares desse empreendimentos que não lhes permite configurar como um cenário de negócio comum no país.

Existem três pequenas centrais hidrelétricas com características semelhantes as do Projeto: PCH Sacre 2, PCH Ernesto Jorge Dreher e PCH Salto Três de Maio. O pequeno número de atividades semelhantes as das pequenas centrais hidrelétricas deste projeto já demonstra que sem os incentivos financeiros, esse tipo de empreendimento não é prática comum no país.

PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher

A PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher possui capacidade de 17,47 MW e pertence à BME – Rincão do Ivaí Energia S/A. Essa empresa foi fundada em 2006 e é constituída por 8 participantes pessoas físicas e 3 pessoas jurídicas, a Construtora Metropolitana S.A. no Rio de Janeiro, a Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural, COPREL, no Rio Grande do Sul e a Rischbieter Eng. Ind. E Com. Ltda no



estado de Santa Catarina. O fato de possuir três empresas como acionistas dilui o risco financeiro do projeto, facilitando acesso a crédito e compartilhando a necessidade de investimento entre diversos investidores. As PCHs do Complexo Carreiro II possuem um único acionista/investidor o que configura uma maior exposição aos riscos da construção e requer um menor acesso à capital para investimento.

PCH Sacre II

A PCH Sacre II é propriedade de um grande grupo privado chamado “Grupo Bertin”. O Grupo Bertin Possui 28 unidades produtivas em diversos setores econômicos. O grupo atua na agricultura, alimentos, biodiesel, cosméticos, couro, brinquedos de cães, equipamentos de proteção individual, limpeza e higiene industrial, energia, transporte, saneamento e construção. Com participação em diferentes setores econômicos, o grupo pode mitigar os riscos de investimento e também pode ter acesso a maiores e melhores fontes e condições de financiamento, comparado aos proprietários deste Projeto de MDL.

A PCH Sacre II foi submetida ao MDL (<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1188909182.16/view>). O projeto foi validado e aprovado pela AND brasileira. Contudo, ele foi rejeitado pela UNFCCC em 28 de junho de 2008. Apesar de o projeto ter sido rejeitado, o fato de que o projeto foi submetido ao ciclo MDL mostra que os proprietários do projeto também consideraram o MDL.

PCH Salto Três de Maio

Os participantes do projeto procuraram por informações sobre essa pequena central hidrelétrica. A única informação que foi encontrada sobre a pequena central hidrelétrica foi que a mesma está localizada na região norte do Brasil (Altamira/Pará) e sua potência instalada é de 20 MW. O proprietário da usina é a companhia Eletricidade Paraense Ltda. O investidor e o empreendimento não possuem site e a ANEEL não fornece mais informações sobre o projeto, então foi impossível encontrar mais informações sobre as mesmas. De acordo com o expressado na Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade, se dados/informações necessárias de projetos semelhantes não são acessíveis para os participantes do projeto para conduzir essa análise, tal projeto pode ser excluído. Portanto, esse projeto será excluído da análise de prática comum.

Conforme exposto, existem apenas três pequenas centrais hidrelétricas semelhantes às atividades do projeto que não são (I) Atividades de Projeto de MDL; (II) não participam do programa PROINFA e (III) não produzem energia para consumo próprio. Uma dessas pequenas centrais hidrelétricas foi excluída da análise porque os participantes do projeto não tiveram acesso às suas informações. Para as outras duas PCHs, os participantes do projeto descreveram distinções essenciais entre elas e as pequenas centrais hidrelétricas deste projeto.

A análise demonstrou que atividades semelhantes não são amplamente observadas e comumente realizadas sem incentivos como MDL ou PROINFA.

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, “se os subpassos 4a e 4b são satisfeitos, ou seja, (I) atividades não podem ser observadas ou (II) atividades semelhantes são observadas, mas distinções essenciais entre a atividade do projeto e as atividades semelhantes podem ser razoavelmente explicadas, então a atividade do projeto proposto é adicional.”

SATISFEITO/APROVADO – O Projeto é ADICIONAL

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

Conforme a metodologia ACM0002 (versão 12.1), as reduções de emissões (ER_y) são calculadas como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação 3

Onde:

ER_y = Redução de Emissão em um ano y (tCO_2e/ano);

BE_y = Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO_2/ano);

PE_y = Emissões do Projeto em um ano y (tCO_2e/ano).

Cálculo do BE_y (Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO_2e/ano))

A metodologia de linha de base ACM0002 estabelece que as emissões de linha de base incluam somente as emissões de CO_2 provenientes da geração de eletricidade em plantas a partir da queima de combustíveis fósseis que são deslocadas devido a atividade do projeto. A metodologia assume que toda a geração de eletricidade dos projetos acima dos níveis de linha de base teriam sido geradas por usinas de energia existentes interligadas ao sistema e adições de novas plantas conectadas à rede. As emissões de linha de base são calculadas como segue:

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

Equação 4

Onde:

BE_y = Emissões de Linha de Base no ano y (tCO_2/ano)

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de energia líquida que é produzida e alimentada à rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano)

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da Margem Combinada, para geração de energia conectada a rede no ano y , calculada utilizando a versão mais atual da “ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade” (tCO_2/MWh).

Se a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina/unidade de energia renovável conectada à rede em um local onde nenhuma usina renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (usinas de energia renovável “greenfield”), então:

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

Equação 5

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de energia líquida que é produzida e alimentada à rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano)

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de energia líquida fornecida pela usina/unidade do projeto à rede no ano y (MWh/ano)

Para estimativa ex-ante, foi considerada para a variável $EG_{facility,y}$ a energia assegurada das PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo.

Para o cálculo $EF_{grid,CM,y}$ serão utilizados os dados fornecidos pela Autoridade Nacional Designada Brasileira (AND), que disponibiliza os dados dos fatores de emissão de margem de operação por análise de despacho de dados e os fatores de emissão margem de construção através do uso dos passos sugeridos pela ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade.

Passo 1: Identificação do sistema elétrico relevante

O Sistema Interligado Nacional é definido como o sistema elétrico relevante da Atividade do Projeto, de acordo com o recomendado pela AND²⁵ brasileira através da resolução number 08 de 05/2008.

Passo 2: Escolher se deseja incluir usinas não conectadas a rede no sistema elétrico do projeto

Os participantes do projeto podem escolher entre duas opções para calcular os fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção.

Opção I: Apenas usinas conectadas a rede são incluídas no cálculo.

Opção II: Ambas, usinas conectadas e não conectadas a rede são incluídas no cálculo.

A opção I foi a escolhida, uma vez que os fatores de emissão da Margem de Operação e Margem de Construção são calculados pela AND brasileira baseado nos dados das usinas conectadas a rede.

Passo 3: Escolha do método para determinar a margem de operação (OM)

A margem de operação (OM) visa avaliar a contribuição das usinas que seriam despachadas na ausência da geração da atividade do projeto. O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é baseado em um dos seguintes métodos:

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

O método escolhido para calcular o fator de emissão deste projeto foi Margem de Operação por análise dos dados de despacho (c). Esse método foi escolhido seguindo a recomendação da resolução número 8²⁶ da AND Brasileira (Autoridade Nacional Designada). Então, a safra de dados que foi escolhida para calcular a margem de operação (OM) para o Projeto de MDL Complexo Carreiro II é ex-post (obrigatório para Análise dos dados de Despacho).

Passo 4: Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método escolhido

O cálculo do fator de emissão da Margem de Operação segue o método da MO por Análise dos Dados de Despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) e é calculado e definido pela AND brasileira de acordo com os dados de despacho do ONS - Operador Nacional do Sistema.

Os Fatores de Emissão de CO₂ resultantes da geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional brasileiro são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS. A sistemática de cálculo foi elaborada através de um trabalho conjunto do ONS, do Ministério das Minas e Energia (MME) e do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT). Para calcular os fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção apenas usinas da rede estão incluídas no cálculo.

²⁵ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf

²⁶ Fonte: Autoridade Nacional Designada. http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf. Acessado em janeiro de 2011.

Seguindo esses procedimentos, a partir de julho de 2008, os Fatores de Emissão de Margem de Operação passaram a ser calculados para o Sistema Interligado Nacional, considerando o Sistema como único, e, assim, passaram a ser consultados pelo público interessado e investidores²⁷.

Até o momento de elaboração deste DCP, estão disponíveis informações sobre fatores de emissão de dados de despacho da Margem de Operação referente a todo o ano de 2009 e alguns meses de 2010.

Os fatores de emissão dos dados despacho da Margem de Operação para o ano de 2009 serão utilizados para uma estimativa ex-ante da geração de RCEs, porque são os dados anuais mais recentes disponíveis. Todos os dados utilizados para o cálculo do fator de emissão da margem de operação da estimativa ex-ante estão apresentados no anexo 3 deste DCP.

Passo 5: Identificar o grupo de unidades de energia a serem incluídas na margem de construção

O grupo de unidades de energia incluídas na margem de construção é baseado no registro de geração das últimas plantas contruídas, despachadas centralizadamente pela ONS.

Em termos do conjunto de dados, os participantes de projeto podem escolher entre uma das duas opções:

Opção 1: Para o primeiro período de creditação, calcular o fator de emissão da margem de construção *ex ante* com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas, para o grupo de amostragem *m*, na época da submissão do documento de concepção do projeto de MDL à EOD para validação. Para o segundo período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base na mais recente informação disponível sobre as usinas já construídas na época da submissão da requisição de renovação do período de creditação pela EOD. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de creditação deve ser utilizado. Esta opção não requer monitoramento do fator de emissão durante o período de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo aquelas usinas construídas no ano do registro da atividade do projeto ou, se a informação do ano do registro ainda não estiver disponível, incluindo aquelas usinas construídas no ano mais recente do qual a informação está disponível. Para o segundo período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser calculado *ex-ante*, como descrito na opção acima. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de creditação deve ser utilizado.

A opção escolhida pelo participante do projeto foi a opção 2. O fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente, *ex-post*.

Passo 6: Calcular o fator de emissão da margem de construção

Os Fatores de Emissão da margem de construção são calculados pela AND brasileira. A sistemática de cálculo foi elaborada através de um trabalho conjunto entre ONS, MME e do MCT e segue a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”²⁸

Os dados dos fatores de emissão da margem de construção por análise de despacho para o ano de 2009 serão utilizados para uma estimativa ex-ante da geração de RCEs, uma vez que são os dados anuais mais

²⁷ Resolução 08 de 05/2008. Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf

²⁸ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

recentes disponíveis. Os dados utilizados para o cálculo ex-ante do fator de emissão da margem de construção estão disponíveis no anexo 3 deste DCP.

Passo 7: Calcular o fator de emissão da margem combinada

O fator de emissão da margem combinada é calculado como segue:

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

Equação 6

Onde:

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

$EF_{grid, OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da Margem de Operação no ano y (tCO₂/ MWh)

W_{OM} = Peso do fator de emissão da Margem de Operação (%)

W_{BM} = Peso do fator de emissão da Margem de Construção (%)

A ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico recomenda que os seguintes valores padrão devem ser usados para W_{OM} e W_{BM} :

- Atividades de projeto de geração de energia eólica e solar: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ para o primeiro período de creditação e para os períodos subsequentes.
- Para todos os outros projetos: $W_{OM} = 0,50$ e $W_{BM} = 0,50$ para o primeiro período de creditação e, $W_{OM} = 0,25$ e $W_{BM} = 0,75$ para o segundo e terceiro período de creditação, a menos que seja especificado de outra maneira na metodologia aprovada a qual se refere essa ferramenta.

Dessa forma, para o projeto Complexo Carreiro II, foram adotados os seguintes pesos: $W_{OM} = 0,50$ e $W_{BM} = 0,50$.

Cálculo do P_{Ey} (Emissões do Projeto em um ano y (tCO₂e/ano))

De acordo com a metodologia adotada, para a maioria das atividades de projeto de geração de energia renovável, $PE_y = 0$. Contudo, algumas atividades de projeto podem envolver emissões de projeto que podem ser significantes. Estas emissões devem ser contabilizadas como emissões do projeto utilizando a seguinte equação:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

Equação 7

Onde:

PE_y = Emissões do Projeto no ano y (tCO₂e/ano)

$PE_{FF,y}$ = Emissões do Projeto pelo consumo de combustível fóssil no ano y (tCO₂/ano)

$PE_{GP,y}$ = Emissões do Projeto pela operação de usina geotérmica em função da liberação de gases não-condensáveis no ano y (tCO₂e/ano)

$PE_{HP,y}$ = Emissões do Projeto pelo reservatório de água das usinas hidrelétricas no ano y (tCO₂e/ano).

Para o projeto Complexo Carreiro II, $PE_{FF,y}$ e $PE_{GP,y}$ são zero.

Emissões pelo reservatório de água ($PE_{HP,y}$)

Para atividades de projeto de energia hidrelétrica que resultem em novos reservatórios e atividades de projeto de energia hidrelétrica que resultem em um acréscimo de reservatórios existentes, os proponentes do projeto devem contabilizar as emissões de CH₄ e CO₂ dos reservatórios, estimados como segue:



(a) Se a densidade de energia da atividade do projeto é maior que 4 W/m^2 e menor ou igual a 10 W/m^2 :

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} * TEG_y}{1000} \quad \text{Equação 8}$$

Onde:

$PE_{HP,y}$ = Emissão do Projeto pelo reservatório de água ($\text{tCO}_2\text{e/ano}$);

EF_{Res} = Fator de emissão padrão para emissões de reservatórios de usinas hidrelétricas no ano y ($\text{kg CO}_2\text{e/MWh}$);

TEG_y = Energia total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida para consumo interno, no ano y (MWh).

(b) Se a densidade de energia do projeto é maior que 10 W/m^2 :

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

A densidade de energia da atividade do projeto, conforme a metodologia ACM0002, é calculada de acordo com a equação 1 da seção B.2 e demonstrada novamente abaixo:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

PD = Densidade de Energia da atividade de projeto, em W/m^2

Cap_{PJ} = Capacidade Instalada da Usina Hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W);

Cap_{BL} = Capacidade Instalada da Usina Hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W).

Para Novas Usinas 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 (m^2);

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

Conforme descrito na tabela 6 do item B.2, a densidade de energia das PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo, são superiores a 10 W/m^2 e $PE_{HP,y} = 0$. Portanto, para o Projeto Complexo Carreiro II, $PE_y = 0$.

Fugas

Nenhuma fuga é considerada. As principais emissões com possibilidade de provocar fugas no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades como a construção de usinas, tratamento de combustível (extração, processamento e transporte). Estas fontes de emissões são negligenciadas.

Reduções de Emissões do Projeto

Resumindo, as reduções de emissões do projeto são calculadas com base na equação 3 desse DCP, onde PE_y é igual zero (0). Dessa forma, as reduções de emissões do projeto, são calculadas de acordo com a equação 4 deste DCP, onde $ER_y = BE_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y}$.

Como as PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo serão novas pequenas centrais de energia, as reduções de emissões passam a ser calculadas como a simples multiplicação da eletricidade líquida fornecida pelo projeto à rede e o fator de emissão da margem combinada, onde o fator de emissão da margem de operação será calculado de acordo com o Método de Margem de Operação por Análise dos Dados de Despacho e o fator de emissão da Margem de Construção através da opção 2 que considera que este fator

deve ser atualizado ex-post. Além disso, serão considerados os pesos de 50% para cada fator que compõe o Fator de Emissão da Margem Combinada.

B.6.2. Dados e parâmetros que são disponibilizados na validação:

Dado / Parâmetro:	Cap _{BL}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto. Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero.
Fonte do dado usado:	Localização do projeto
Valor Aplicado	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Como as PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo são novas usinas de energia, este valor é 0 (zero).
Comentários:	

Dado / Parâmetro:	A _{BL}
Unidade do dado:	m ²
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (m ²). Para novos reservatórios, este valor é zero.
Fonte do dado usado:	Localização do projeto
Valor Aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Como as PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo são novas usinas de energia, este valor é 0 (zero).
Comentários:	

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

Conforme o exposto no item B.6.1, as reduções de emissões do projeto serão calculadas com base na equação 3, devendo-se considerar PE_y igual a 0 (zero) e a Fuga igual a 0 (zero). Portanto, as reduções de emissões do projeto, passam a ser calculadas com a aplicação direta da equação 4, como segue:

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

Equação 4

Onde:

ER_y = Redução de Emissão em um ano y (tCO₂e/ano)

BE_y = Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO₂/ano)

EG_{PJ,y} = Quantidade de energia líquida que é produzida e alimentada à rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL no ano y (MWh/ano)

EF_{grid,CM,y} = Fator de emissão de CO₂ da Margem Combinada, para geração de energia conectada a rede no ano y, calculada utilizando a versão mais atual da “ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade” (tCO₂/MWh).

Segue abaixo a descrição do cálculo das reduções de emissões do Projeto Complexo Carreiro II.

Cálculo do EG_{PJ}

Tabela 17 – Cálculo do EG_{PJ}

Ano	PCH BOA FÉ	PCH SÃO PAULO	PCH AUTÓDROMO	Total
	$EG_{PJ,y}$	$EG_{PJ,y}$	$EG_{PJ,y}$	$EG_{PJ,y}$
2011	53.567	18.899	62.597	135.063
2012	107.134	75.598	107.310	290.042
2013	107.134	75.598	107.310	290.042
2014	107.134	75.598	107.310	290.042
2015	107.134	75.598	107.310	290.042
2016	107.134	75.598	107.310	290.042
2017	107.134	75.598	107.310	290.042
2018	44.639	31.499	44.712	120.850
Total	741.010	503.986	751.169	1.996.165

Premissas:

- Projeção do $EG_{PJ,y}$ foi realizada pressupondo a operação das usinas durante 8.760 horas por ano.
- A geração de energia está projetada de acordo com a energia assegurada das plantas;
- A projeção assumiu como data de início do primeiro período de crédito a data programa para entrada em operação da PCH Autódromo: 01/06/2011.

Cálculo do Fator de Emissão

A tabela abaixo apresenta um resumo dos principais parâmetros envolvidos no cálculo do fator de emissão:

Tabela 18 – Cálculo do $EF_{grid, CM}$, 2009.

Valores	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$EF_{grid,OM}$	0,2813	0,2531	0,2639	0,2451	0,4051	0,3664	0,2407	0,1988	0,1622	0,1792	0,1810	0,1940
$EF_{grid,BM}$	0,0794											
W_{OM}	0,50											
W_{BM}	0,50											
$EF_{grid,CM}$	0,1635											

Observações:

- A AND brasileira publica informações mensais referentes ao $EF_{grid,OM}$ e informações anuais referentes ao $EF_{grid,CM}$
- As informações anuais mais recentes disponíveis pela Autoridade Nacional Designada Brasileira referem-se ao ano de 2009;
- O dado diário para o Fator de Emissão da Margem de Operação está disponível no Anexo 3;



Com isso, a estimativa ex-ante da redução de emissões do projeto é demonstrada através da tabela abaixo:

Tabela 19 – Estimativa ex-ante das Reduções de Emissões do Projeto Complexo Carreiro II (tCO₂e)

Redução de Emissões	Total (toneladas de CO ₂ e)			
Ano	PCH Boa Fé	PCH São Paulo	PCH Autódromo	Total (t CO ₂ e)
2011	8.757	3.089	10.233	22.079
2012	17.514	12.358	17.543	47.415
2013	17.514	12.358	17.543	47.415
2014	17.514	12.358	17.543	47.415
2015	17.514	12.358	17.543	47.415
2016	17.514	12.358	17.543	47.415
2017	17.514	12.358	17.543	47.415
2018	7.297	5.149	7.309	19.755
Total	121.138	82.386	122.800	326.324

B.6.4 Resumo da estimativa ex-ante das reduções de emissões

Tabela 20 – Resumo da estimativa ex-ante das Reduções de Emissões

Ano	Estimativa de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões de linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de fugas (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa do total de redução de emissões (toneladas de CO ₂ e)
2011	0	22.079	0	22.079
2012	0	47.415	0	47.415
2013	0	47.415	0	47.415
2014	0	47.415	0	47.415
2015	0	47.415	0	47.415
2016	0	47.415	0	47.415
2017	0	47.415	0	47.415
2018	0	19.755	0	19.755
Total (toneladas de CO ₂ e)	0	326.324	0	326.324

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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

A metodologia de linha de base consolidada para a geração de eletricidade interligada à rede, a partir de fontes renováveis ACM0002, versão 12.1, deve ser aplicada em conjunto com a Metodologia de Monitoramento presente na mesma.

Com base na metodologia aplicada e no descrito no item B.6.1, não há fugas, nem emissões do projeto a serem monitoradas. Dessa forma, os únicos parâmetros a serem monitorados são a potência instalada do projeto, a geração de energia líquida fornecida pelo projeto à rede, o fator de emissão de CO₂ da margem combinada e a área do reservatório das usinas que compõem a atividade do projeto.



A medição de energia é essencial para verificar e monitorar as reduções na emissão de GEEs. Faz-se necessário, então, o uso de equipamento de medição para registrar e verificar a energia gerada pelas unidades. O plano de monitoramento (item B.7.2) permite o cálculo das reduções de emissões de GEEs geradas pela atividade do projeto de maneira direta, aplicando o fator de emissão da linha de base.

Todos o dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por, no mínimo, 2 (dois) anos após o fim do último período de creditação. 100% dos dados acima serão monitorados. Detalhes do monitoramento estão descritos abaixo. Todas as medições serão conduzidas com equipamentos de medição calibrados de acordo com os padrões industriais brasileiros.

Os seguintes dados e parâmetros serão monitorados:

Dado/Parâmetro:	$EG_{\text{facility},y}$
Unidade do Dado:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade de geração de energia líquida fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano y
Fonte do dado utilizado:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5:	O valor utilizado foi 290.042 MWh/ano. Este valor foi obtido pela soma das energias asseguradas das plantas multiplicado pelo número de horas no ano y .
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Serão utilizadas planilhas obtidas diretamente dos medidores de energia com as informações de geração hora a hora. A calibração dos medidores seguirá o descrito no documento elaborado pela ONS – Sub módulo 12.3 – Manutenção do sistema de medição para faturamento. Os medidores que serão utilizados são os ELO 2180SP, que tem uma classe de precisão de 0,2% tanto na energia ativa quanto na reativa. Os medidores devem obedecer a classe de precisão 0.2 da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas). As medições serão feitas pela holding Hidrotérmica ou por um agente de medição terceirizado, a ser decidido na fase de operação. A coleta e o armazenamento dos dados produzidos pelos medidores localizados na Subestação Guaporé é, feita atualmente pela holding Hidrotérmica através do software ZFA. Essa coleta é feita pela equipe de O&M. O software possui um banco de dados, que armazena todas as informações. Um backup desse arquivo é gerado mensalmente. Essa coleta é automática e os dados são enviados através do SDCE para a CCEE. Mensalmente, as informações serão confrontadas com informações fornecidas pela CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que fornece registros sobre a energia líquida entregue à rede. Medição contínua e o arquivamento no mínimo mensal serão as frequências do monitoramento.
Procedimentos GQ/CQ aplicados:	Os resultados dos monitoramentos serão contra checados com relatórios de geração de energia líquida fornecidos pela CCEE.
Comentários:	CCEE – É a entidade responsável pela liquidação dos contratos de energia.



Dado/Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do Dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano y calculado utilizando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Fonte do dado utilizado:	Fator de emissão <i>ex-post</i> será calculado pela Enerbio Consultoria através de dados da ONS fornecidos pela AND brasileira. As variáveis $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$, necessárias para o cálculo de $EF_{grid,CM,y}$, serão também monitoradas e calculadas através dos Dados de Despachos do Sistema Interligado Nacional.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5:	O valor do Fator de Emissão de CO ₂ da Margem Combinada ($EF_{grid,CM,y}$) que foi utilizado para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões do Projeto Complexo Carreiro II é 0,1635 o qual foi obtido através de dados oficiais fornecidos pela AND brasileira.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Procedimentos GQ/CQ aplicados:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”. O nível de incertezas para estes dados é baixo.
Comentários:	

Dado / Parâmetro:	Cap_{PJ}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Potência Instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado usado:	Local do Projeto
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5:	Este dado não foi utilizado para calcular as reduções esperadas de emissão. Podem ser considerados os valores 24MW, 16MW e 24MW, conforme as Licenças de Instalação 1376/2009-DL, 391/2009-DL e 1381/2009-DL emitidas pela FEPAM, Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler – RS, para as PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo, respectivamente.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A potência instalada será monitorada anualmente pela Aneel, pelos reguladores ambientais ou por empresas sub-contratadas por ela, de acordo com padrões reconhecidos. A frequência de monitoramento é anual.
Procedimentos GQ/CQ aplicados:	O nível de incerteza desses dados é baixo. A potência instalada do projeto é determinada no início do projeto e será monitorada pelo Agente Regulador.
Comentários:	



Dado / Parâmetro:	A_{PJ}
Unidade do dado:	m ²
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio
Fonte do dado usado:	Local do Projeto
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5:	A área dos reservatórios das PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo não foram utilizadas para calcular as reduções, pois a densidade de energia dos três empreendimentos é maior que 10 W/m². As áreas alagadas são respectivamente 580.000 m², 370.000 m² e 410.000 m².
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Após a determinação do Nível de Água, são realizados levantamentos topográficos e topobatimétricos para determinar com precisão as áreas alagadas e o volume do reservatório. Inicialmente, marcos superficiais são localizados próximos da área das plantas, utilizando um GPS. A planimetria tem como origem o DATUM Geodésico WGS84. A partir do marco implementado com o GPS, outros pontos da poligonal são implementados com a Estação TOPCOM GTS226. A altimetria tem como origem o Nível de Referência do IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), com DATUM em Imbituba – Estado de Santa Catarina. Junto com o levantamento topográfico, foram realizadas várias seções topobatimétricas através do rio. As listas das medições das seções topobatimétricas dos pontos de nível de água são apresentados junto com o caderno de levantamentos topográficos. As seções são apresentadas na planta de construção junto com a topografia do reservatório. Com os dados de campo, a área e o volume do reservatório são calculados através do software TopoGRAPH. As áreas alagadas dos reservatórios são monitoradas pelo Órgão Ambiental local no processo de licenciamento. O valor dos dados pode ser provado pelas licenças do projeto. A frequência do monitoramento é anual e informações referentes às áreas dos reservatórios podem ser contra checadas com as licenças das PCHs.
Procedimentos GQ/CQ aplicados:	O nível de incertezas para estes dados é baixa. A área do reservatório é monitorada pelos reguladores ambientais locais. Qualquer modificação nesta área deve ser aprovada pelos reguladores.
Comentários:	A Informação Técnica número 3680/2009 da FEPAM, que é o Órgão ambiental local, pode provar os valores adotados. Licenças de Operação necessárias para a operação do projeto podem ser usadas anualmente para provar os valores adotados no projeto.

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

O Plano de Monitoramento está elaborado de acordo com a Metodologia de Monitoramento presente na metodologia de linha de base consolidada para a geração de eletricidade interligada à rede, a partir de fontes renováveis ACM0002, versão 12.1.

As responsabilidades descritas abaixo são comuns aos três empreendimentos.

Responsabilidades

- Diretoria de Operação e Manutenção: responsável pelas atividades referentes à operação e manutenção das usinas.
- Área de Medições, vinculada à diretoria de Operação e Manutenção: responsável por coletar as informações diretamente nos medidores.
- Agente de Medição Terceirizado: Parte da atribuição da Área de Medições poderá ser terceirizada com a contratação de um Agente de Medição. Nesse caso, a Área de Medições é responsável pelo acompanhamento do trabalho realizado pelo Agente de Medição terceirizado.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): é responsável pela implantação, operação e manutenção do SCDE²⁹, de modo a viabilizar a coleta dos dados de energia elétrica para uso no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), visando garantir a exatidão das quantidades apuradas, bem como o cumprimento dos prazos exigidos.
- Enerbio Consultoria: responsável por calcular as reduções de emissões de gases do efeito estufa do projeto.

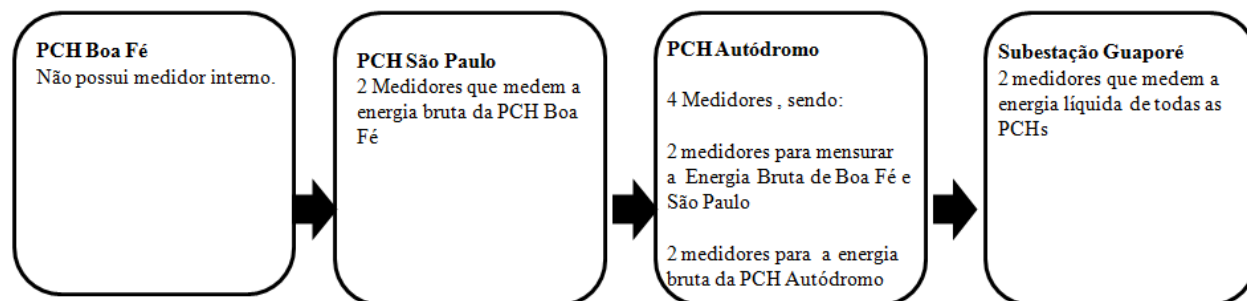
Antes de descrever o processo de monitoramento para cada Pequena Central Hidrelétrica, faz-se necessário apresentar uma peculiaridade do Complexo. As usinas estão localizadas na seguinte sequência: PCH Boa Fé, São Paulo e Autódromo. A PCH Boa Fé não possui medidores internos. Na PCH São Paulo, existem dois medidores (um principal e um retaguarda) que medem a energia bruta gerada pela PCH Boa Fé. Já na PCH Autódromo, existem 2 conjuntos de 2 medidores (principal e retaguarda). Um conjunto mede a energia bruta gerada pela PCH Autódromo e outro conjunto mede a energia total gerada pelas PCHs Boa Fé e São Paulo.

A medição da energia líquida acontece através de dois medidores (um principal e um retaguarda) localizados na subestação Guaporé. A energia líquida das 3 PCHs é contabilizada em conjunto pelos 2 medidores localizados nesta subestação.

A coleta e arquivamento dos dados produzidos pelos medidores localizados na Subestação Guaporé é, atualmente feito pela holding Hidrotérmica através do software ZFA. Essa coleta é feita pela equipe de O&M. O software possui um banco de dados, que arquiva todas as informações. Um backup desse arquivo é gerado mensalmente. Essa coleta é automática e os dados são enviados pelo SDCE para a CCEE. A verificação dessa informação é feita através de arquivos da CCEE, como medições consolidadas, de relatório de contabilidade do MRE.

²⁹ O SCDE é um sistema responsável pela coleta diária e tratamento de medição. A aquisição dos dados é feita automaticamente, diretamente dos medidores ou através do banco de dados do agente.

O diagrama a seguir apresenta a quantidade e localização dos medidores de energia das PCHs.



A calibração dos medidores seguirá o exposto no documento elaborado pela ONS, Sub-módulo 12.3 Manutenção do sistema de medição para faturamento, que estabelece que:

(a) A periodicidade para a manutenção preventiva do agente responsável pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF) é de no máximo 2 (dois) anos. Essa periodicidade pode ser alterada em função do histórico de ocorrência observado em todas as instalações.

(b) A manutenção preventiva pode ser adiada pelo período de até 2 (dois) anos, no caso de ocorrer inspeção no ponto de medição. A postergação dessa manutenção começa a vigorar a partir da data da inspeção.

O processo de monitoramento para cada Pequena Central Hidrelétrica está descrito a seguir:

Descrição do Processo – PCH Boa Fé

I – Procedimento de Coleta de Dados de Geração

A Área de Medições é responsável por gerar, no primeiro dia útil de cada mês, a partir de consulta à base de dados dos medidores, as planilhas com os dados de geração, consolidados hora a hora, referentes ao mês anterior.

A PCH Boa Fé conta com dois medidores de energia bruta, localizados na PCH São Paulo e os medidores de energia líquida estão localizados na subestação Guaporé.

O procedimento supracitado poderá ser terceirizado por meio da contratação de um Agente de Medição. Nesse caso, a Área de Medições é responsável por supervisionar o trabalho realizado pelo Agente de Medição terceirizado.

II– Armazenamento das Informações:

As informações de geração são armazenadas pela Diretoria de Operação e Manutenção em meio eletrônico.

Periodicamente, a Área de Tecnologia da Informação realiza um *backup* de segurança de todos os dados da empresa por meio de um servidor de *backup*.

Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados e mantidos por, no mínimo 2 anos após o fim do último período de creditação.



III – Confronto das informações internas de geração com os relatórios de uma terceira parte:

Mensalmente, as informações serão confrontadas com informações fornecidas pela CCEE

Descrição do Processo – PCH São Paulo

I – Procedimento de Coleta de Dados de Geração

A Área de Medições é responsável por gerar, no primeiro dia útil de cada mês, a partir de consulta à base de dados dos medidores, os arquivos com os dados de geração, consolidados hora a hora, referentes ao mês anterior.

A medição de energia bruta da PCH São Paulo acontece através de dois medidores localizados na PCH Autódromo e a energia líquida é contabilizada através dos medidores localizados na subestação Guaporé.

Esse procedimento pode ser terceirizado por meio da contratação de um Agente de Medição. Nesse caso, a Área de Medições é responsável por supervisionar o trabalho realizado pelo Agente de Medição terceirizado.

II– Armazenamento das Informações:

As informações de geração são armazenadas pela Diretoria de Operação e Manutenção em meio eletrônico.

Periodicamente, a Área de Tecnologia da Informação realiza um *backup* de segurança de todos os dados da empresa por meio de um servidor de *backup*.

Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados e mantidos por, no mínimo 2 anos após o fim do último período de creditação.

III – Confronto das informações internas de geração com os relatórios de uma terceira parte:

Mensalmente, as informações serão confrontadas com informações fornecidas pela CCEE.

Descrição do Processo – PCH Autódromo

I – Procedimento de Coleta de Dados de Geração

A Área de Medições é responsável por gerar, no primeiro dia útil de cada mês, a partir de consulta à base de dados dos medidores, os arquivos com os dados de geração, consolidados hora a hora, referentes ao mês anterior.

A medição de energia bruta acontece através de dois medidores localizados dentro da própria PCH e a energia líquida é contabilizada através dos medidores localizados na subestação Guaporé.

O procedimento supracitado poderá ser terceirizado por meio da contratação de um Agente de Medição. Nesse caso, a Área de Medições é responsável por supervisionar o trabalho realizado pelo Agente de Medição terceirizado.

II– Armazenamento das Informações:

As informações de geração são armazenadas pela Diretoria de Operação e Manutenção em meio eletrônico.



Periodicamente, a Área de Tecnologia da Informação realiza um *backup* de segurança de todos os dados da empresa por meio de um servidor de *backup*.

Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados e mantidos por, no mínimo 2 anos após o fim do último período de creditação.

III – Confronto das informações internas de geração com os relatórios de uma terceira parte:

Mensalmente, as informações serão confrontadas com informações fornecidas pela CCEE

Cálculo de Reduções de Emissões

O cálculo de redução de emissões para as três PCHs que compõem o Complexo será realizado pela Enerbio Consultoria. Os fatores de emissão são calculados a cada ano, conforme o exposto no item B.6.1. Para o cálculo dos fatores de emissão serão utilizados dados fornecidos pelo Ministério de Ciência e Tecnologia, MCT, (www.mct.gov.br), instituição que preside a AND brasileira.

As reduções de emissões do projeto serão monitoradas periodicamente e calculadas conforme descrito nesse DCP.

B.8 Data da finalização do estudo de linha de base e da metodologia de monitoramento e o nome das pessoas/entidades responsáveis

O estudo de linha de base e a metodologia de monitoramento para a atividade do projeto foram elaborados pela Enerbio Consultoria e foram concluídos em 05/08/2010. A Enerbio Consultoria também é participante do projeto.

Responsável pelo projeto e participante listado no Anexo I com as informações de contato:

Eduardo Baltar de Souza Leão
Enerbio Consultoria Ltda - ME.
Porto Alegre, Brasil
Tel: 55 51 3392-1505
Email: eduardo@enerbio-rs.com.br
www.grupoenerbio.com.br

SEÇÃO C. DURAÇÃO DA ATIVIDADE DE PROJETO / PERÍODO DE CRÉDITO

C.1 DURAÇÃO DA ATIVIDADE DO PROJETO:

C.1.1. Data de início da atividade do projeto:

01/11/2009 é a data de início da atividade do projeto. Essa é a data em que a empresa responsável pela construção das PCHs Boa Fé e Autódromo foi contratada (Contratos: CT BF 047/2009 e CT AUT 046/2009 são evidências para essas datas).

A empresa responsável pela construção da PCH São Paulo foi contratada em 01/08/2010 (contrato SP055/2010)

**C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade do projeto:**

30 anos

C.2 Escolha do período de crédito e informações relacionadas:

A atividade de projeto utilizará períodos de creditação renováveis.

C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos

7 anos e pode ser renovada no máximo duas vezes.

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

01/06/2011 (previsão para início de operação da PCH Autódromo)³⁰.

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

7 anos.

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

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

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

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

A legislação brasileira exige que seja desenvolvido um processo de licenciamento ambiental para empreendimentos que envolvam atividades poluidoras ou potencialmente poluidoras. No Estado do Rio Grande do Sul, a Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler (FEPAM) é a responsável legal pelo processo de licenciamento, que se inicia com o estudo de impacto ambiental realizado pelo empreendedor e segue com a análise prévia (estudos preliminares) realizada pelo órgão ambiental local.

³⁰ O cronograma da PCH Autódromo prevê início de operação comercial em 23/05/2011. Para efeitos de projeção, foi considerado início de operação comercial em 01/06/2011.



Na Bacia do Taquari-Antas, onde as PCHs estão inseridas, a FEPAM elaborou um estudo integrado dos empreendimentos hidrelétricos previstos no inventário realizado pela Companhia de Energia Elétrica do Estado do Rio Grande do Sul, CEEE, e determinou quais destes eram inviáveis ambientalmente e quais seriam viáveis mediante detalhamento dos estudos ambientais. Assim, neste estudo, foi definido que as PCHs do Complexo Carreiro II, entre outras, deveriam ser licenciadas através de Estudo de Impacto Ambiental (EIA).

Verificada a sua viabilidade ambiental, o empreendimento deve passar por três fases para obter todas as licenças necessárias para o seu funcionamento. Na primeira fase, consulta-se a legislação ambiental federal e estadual em vigor, a fim de verificar a viabilidade do empreendimento e impor as condições legais. Caso a FEPAM tenha um entendimento positivo sobre os conceitos ambientais do projeto, a Licença Ambiental Prévia (LP) é emitida.

Após obtida a LP, deve ser apresentado o projeto físico e operacional do empreendimento e das obras, caso forem necessárias, demonstrando como serão atendidas as condições e restrições impostas pela LP. Para obter a licença ambiental de instalação (LI) é necessário apresentar (a) informações adicionais sobre a avaliação ambiental anterior; (b) uma nova avaliação simplificada (RDPA – Relatório de Detalhamento dos Programas Ambientais); ou (c) o Projeto Básico Ambiental (PBA), conforme resolução da agência ambiental informada na LP.

Com haja o completo atendimento do projeto às condicionantes expressas na LP, o empreendimento obtém a autorização para iniciar a implantação do empreendimento através da emissão da Licença Ambiental de Instalação (LI).

A terceira e última fase fornece a autorização para o início da operação do empreendimento com a expedição da Licença Ambiental de Operação (LO). A emissão da LO é a confirmação de que a construção do empreendimento foi executada de acordo com o projeto apresentado e licenciado, verificando-se o atendimento às condições e restrições ambientais.

Abaixo, seguem as licenças de instalação, em vigor no momento de elaboração do DCP, das PCHs Boa Fé, São Paulo e Autódromo, fornecidas à Entidade Operacional Designada na etapa de validação.

Tabela 21: Licenças de Instalação das PCHs.

	PCH Boa Fé	PCH São Paulo	PCH Autódromo
Licença Instalação (LI)			
Número	1376/2009-DL	391/2009-DL	1381/2009-DL
Data	02/12/2009	08/04/2009	03/12/2009
Validade	01/12/2014	07/04/2013	15/10/2014

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências de apoio à documentação relativa a uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos, conforme exigido pela Parte Anfitriã:

As três PCHs possuem uma área de alagamento restrita, não alterando significativamente o ambiente. Dessa forma, o impacto ambiental da atividade é considerado pequeno e o projeto Complexo Carreiro II atende às diversas exigências da legislação ambiental estadual e do setor elétrico brasileiro, possuindo as licenças necessárias para a sua implantação.

Objetivando a identificação dos possíveis impactos ambientais causados pelas PCHs, foi realizado um estudo, denominado Estudo de Impacto Ambiental (EIA). Neste documento, está descrito e explanado



todos os impactos ambientais produzidos nos meios físico, biótico e antrópico. Estão também previstos e indicados alguns projetos ambientais e sociais a serem desenvolvidos, com o objetivo de mitigar o impacto gerado pelo empreendimento.

Serão realizados 29 programas e ações, visando minimizar o impacto do empreendimento. O conjunto dos programas que compõem o Projeto Básico Ambiental (PBA) foram elaborados de acordo com as mais recentes técnicas de gestão de recursos naturais e sociais.

O estudo de impacto ambiental e o projeto básico ambiental (PBA) dos empreendimentos serão fornecidos aos órgãos avaliadores envolvidos no MDL e apresentam de forma detalhada as avaliações de impacto ambiental e medidas mitigatórias que estão sendo e serão adotadas.

Segue uma breve descrição de alguns programas que serão desenvolvidos na implantação do Projeto Complexo Carreiro II:

Programa de Limpeza da Bacia de Acumulação

A área a ser alagada pelos empreendimentos é reduzida. Contudo, o alagamento da vegetação existente na região e o contato da água com eventuais fontes poluidoras podem vir a causar piora na qualidade da água do reservatório, logo, existe a necessidade de definir um cenário de desmatamento com menor impacto ambiental.

O Programa de Limpeza da Bacia de Acumulação visa apresentar diretrizes para a execução de atividades de desmatamento e limpeza, de uma maneira abrangente, e garantir proteção às comunidades aquáticas, proporcionando a manutenção da qualidade da água dos futuros reservatórios e a mitigação dos impactos ambientais gerados pela supressão da vegetação existente na área que será alagada pelos empreendimentos.

Programa de Monitoramento Hidrossedimentológico

O aporte de sedimentos para a calha dos rios depende fundamentalmente de processos naturais que muitas vezes estão associados a ações antrópicas, e contribuem para a desagregação das rochas, formação de sedimentos e conseqüente arraste destes.

Para tanto, este Programa objetiva (i) ampliar e aprofundar o conhecimento dos processos de hidrossedimentologia na área de influência direta e indireta do empreendimento; (ii) conhecer a dinâmica do processo de afluência dos sedimentos e sua deposição; (iii) determinar a distribuição dos sedimentos; (iv) identificar e monitorar a erosão das margens; (v) avaliar alterações a montante e a jusante; (vi) monitorar o volume de sedimento; (vii) propor ações preventivas e corretivas.

Programa de Monitoramento Climatológico

Este programa tem como objetivos monitorar o micro-clima na área de influência direta e indireta das barragens, com a instalação de uma estação meteorológica automática na área de influência direta das barragens, integrando as informações a outras estações meteorológicas existentes na região. Um de seus objetivos é sistematizar, viabilizar e disseminar as informações climatológicas para o planejamento ambiental e gestão do reservatório, formando um banco de dados, com parâmetros meteorológicos relevantes e séries temporais abrangentes, para quantificar com exatidão o efeito climático resultante do empreendimento.



Programa de Resgate e Monitoramento da Fauna

Os levantamentos visando o monitoramento das populações de vertebrados terrestres serão realizados com frequência trimestral, com campanhas distribuídas sazonalmente. Serão realizados resgates de fauna durante o desmatamento para implantação dos canteiros de obras e reservatórios. Os resgates embarcados serão realizados somente durante o enchimento dos reservatórios das PCHs.

De acordo com recomendações do IBAMA, é necessária a construção do Centro Provisório de Triagem e Reabilitação (CPTR) para a fauna resgatada. O objetivo dessa medida é garantir a integridade dos animais que venham a ser resgatados para posterior soltura.

Programa de Salvamento da Flora

O Programa de Salvamento da Flora atende às exigências para a mitigação e a compensação ambiental, visando amenizar os impactos decorrentes da implantação dos empreendimentos, incluindo o resgate de epífitas, coleta de sementes e mudas, e o transplante de árvores pertencentes à espécies imunes ao corte, bem como das espécies de interesse científico e comercial. Para tanto, os esforços do Programa deverão contemplar a seleção de um conjunto de espécies capazes de permitir a manutenção da diversidade genética local e a execução dos trabalhos de resgate, transplante, coleta, relocação e monitoramento das mesmas.

Programa de Revegetação das áreas de Entorno do Reservatório

O reflorestamento de áreas desprovidas de vegetação arbórea ao longo da área de preservação permanente (APP) é ambientalmente favorável para o restabelecimento de processos ecológicos pré-existent, além de estar previsto em lei como condicionante para a implantação de empreendimentos hidrelétricos.

Este programa tem por objetivo principal recompor e conservar as áreas adquiridas pelo empreendedor, que irão reestruturar a APP do entorno dos futuros reservatórios. Através do plantio de espécies arbóreas nativas da região, irá garantir além do cumprimento da reposição florestal obrigatória estabelecida pela FEPAM, a recuperação da diversidade florística local, restabelecendo suas inter-relações com a fauna.

Programa de Resgate e Monitoramento da Ictiofauna

As modificações decorrentes da operação dos empreendimentos são bastante complexas, pois envolvem interações da fauna de peixes com a qualidade das águas dos reservatórios, presença de barreiras físicas aos deslocamentos e novos ambientes criados pelos represamentos.

Em função das características da ictiofauna e dos empreendimentos, o Programa de Monitoramento da Ictiofauna contempla atividades voltadas à avaliação da eficiência das medidas mitigadoras aos impactos da operação das usinas hidrelétricas aos elementos da ictiofauna.

Programa de Comunicação Social

Transformações paisagísticas, como a implantação de uma PCH e todas as alterações por ela provocadas, geram impactos, curiosidades e dúvidas na população da região, tanto das áreas de influência direta como das áreas de influência indireta do empreendimento.

Nesse contexto, a comunicação social desempenha um papel determinante, uma vez que busca minimizar esses sentimentos e envolver a população com o empreendimento através da troca de informações, utilizando-se para isso o Programa de Comunicação Social. Este programa tem como público-alvo a



população atingida, autoridades municipais, organizações não-governamentais, sindicatos, associações, lideranças comunitárias, a imprensa e outros que manifestem interesse.

Programa de Reestruturação do Território e Infra-Estrutura

O programa de reestruturação do território e infra-estrutura justifica-se pela necessidade de atender a uma nova realidade decorrente da implantação dos empreendimentos. Para tanto, será necessário reorganizar o território afetado e recuperar a infra-estrutura e os serviços atingidos, resguardando as relações existentes entre as comunidades antes do empreendimento, procurando manter, as condições de vida já estabelecidas, recompondo a dinâmica da infra-estrutura atual. Além disso, o programa também se justifica pela necessidade de execução de melhorias nas estradas locais para atendimento das demandas das obras, não somente no sistema viário atual, mas também em novos trechos.

Programa de Salvamento do Patrimônio Histórico, Cultural e Paisagístico

O patrimônio paisagístico de uma determinada região se refere tanto às formas naturais do terreno, herdadas da paisagem e que serviram de substrato para a fixação dos habitantes, como à paisagem criada pelo homem na construção de suas moradias, no plantio para a subsistência, na expressão da sua religiosidade e da sua cultura. O resgate da paisagem pressupõe preservar cenários relevantes e bens de valor histórico e cultural, definindo a melhor forma de resguardá-los para as futuras gerações.

Programa de Salvamento Arqueológico

Os locais onde são encontrados vestígios da cultura material, resultados de ações humanas, são chamados de sítios arqueológicos. Consultando o cadastro de sítios arqueológicos do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN), constata-se o registro de sítios arqueológicos na região. Mais especificamente no cadastro do Centro de Ensino e Pesquisas Arqueológicas (CEPA) da Universidade de Santa Cruz do Sul (UNISC) encontra-se o registro de dois sítios arqueológicos para o município de Serafina Corrêa; um para o município de Nova Bassano e dois para o município de Vista Alegre do Prata.

Já para o município de Guaporé existem oito ocorrências de sítios arqueológicos, segundo o cadastro do Centro de Ensino e Pesquisas Arqueológicas (CEPA) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS). Mesmo que nos estudos preliminares na fase do EIA tenham identificado que na área das PCHs não há indícios da existência de sítios arqueológicos, devido à alta inclinação das encostas e dificuldade de acesso, mas por se tratar de uma região com potencial arqueológico, justifica a implantação do Programa de Salvamento Arqueológico para a área, conforme determinado pelo IPHAN.

Programa de Apoio à População Migrante

Durante a implantação das PCHs Autódromo, Boa Fé e São Paulo, haverá um natural fluxo de pessoas para a região. A população induzida poderá ser agrupada como migrantes vinculados à instalação dos empreendimentos e migrantes atraídos para a região pela expectativa de obter emprego, abrir seu próprio negócio ou usufruírem de outras oportunidades nos municípios atingidos.

O atendimento ao contingente migrante vinculado à obra é disciplinado pela legislação trabalhista aplicável ou por cláusulas incluídas nos contratos a serem firmados entre o empreendedor e as empresas contratadas. Com relação à população atraída indiretamente pelas obras, as ações devem ser guiadas pelas negociações e acordos com o poder público local.

Programa de Educação Ambiental

Serão realizadas atividades junto às comunidades escolares dos municípios da área de influência do empreendimento, com destaque para (i) a capacitação de professores da rede municipal estadual de



ensino que atua nos municípios abrangidos pelo empreendimento, além de (ii) atividades de capacitação com os trabalhadores das empresas contratadas e (iii) atividades educativas com moradores do entorno do reservatório. Esse programa deverá ter intensa integração com os programas de Comunicação Social, de Prevenção de Acidentes e Saúde Pública e de Conservação e Uso do Entorno e das Águas do Reservatório.

Programa de Apoio aos Municípios

O objetivo principal deste Programa é o apoio ao desenvolvimento socioeconômico dos municípios da área de influência do empreendimento, visando auxiliar no desenvolvimento e implantação de tecnologias agrícolas sustentáveis e no desenvolvimento do seu potencial turístico.

SEÇÃO E. Comentários das Partes Interessadas

E.1. Breve descrição de como os comentários das partes interessadas locais foram solicitados e compilados:

Conforme Resolução nº 7, de 5 março de 2008³¹ publicadas pela Autoridade Nacional Designada (AND) brasileira e consolidadas no Manual para Submissão de Atividades de Projeto no âmbito do MDL, elaborado pela AND brasileira, os atores locais devem ser convidados a realizar comentários sobre as atividades de projeto MDL.

Assim, foram enviadas cartas-convites aos seguintes atores locais:

Município de Guaporé:

- Prefeitura Municipal de Guaporé
- Câmara de Vereadores de Guaporé
- Secretaria Municipal de Coordenação e Planejamento, departamento de Meio Ambiente
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Guaporé

Município de Nova Bassano:

- Prefeitura Municipal de Nova Bassano
- Câmara de Vereadores de Nova Bassano
- Secretaria Municipal de Agricultura, departamento de Meio Ambiente
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Nova Bassano

Município de Serafina Corrêa:

- Prefeitura Municipal de Serafina Corrêa
- Câmara de Vereadores de Serafina Corrêa
- Secretaria Municipal de Agricultura e Meio Ambiente
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Serafina Corrêa

³¹ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23744.pdf



Município de Vista Alegre do Prata:

- Prefeitura Municipal de Vista Alegre do Prata
- Câmara de Vereadores de Vista Alegre do Prata
- Secretaria Municipal de Agricultura e Meio Ambiente
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Vista Alegre do Prata

Outros Stakeholders:

- Órgão Ambiental Estadual (FEPAM)
- Fórum Brasileiro de ONGS e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento (FBOMS)
- Secretaria Estadual de Meio Ambiente (SEMA)
- Ministério Público do Estado do Rio Grande do Sul
- Ministério Público Federal

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Até o momento, não foram recebidos comentários sobre o projeto.

E.3. Relatório sobre como quaisquer comentários recebidos foram devidamente considerados:
--

Até o momento, não foram recebidos comentários sobre o projeto.

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

Organização:	Boa Fé Energética S.A.
Rua/Cx.postal:	Av. Plínio Brasil Milano, 607
Edifício	
Cidade:	Porto Alegre
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	90520-002
País:	Brasil
Telefone:	55 51 3025-8080
FAX:	55 51 3025 8046
E-Mail:	faleconosco@ ht-hidrotermica.com.br
URL:	
Representante 01:	Karin Weber de Freitas
Título	
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Weber de Freitas
Nome:	Karin
Departamento:	Gerente de Meio Ambiente
Celular:	
FAX Direto:	
Telefone Direto:	55 51 3025-8091
E-Mail	karin@bsmsistemasambientais.com.br
Representante 02:	Gian Bratkowski
Título	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Bratkowski
Nome:	Gian
Departamento:	
Celular:	
FAX Direto:	
Telefone Direto:	55 51 3025-8091
E-Mail	gian@ht-hidrotermica.com.br

Organização:	São Paulo Energética S.A.
Rua/Cx.postal:	Av. Plínio Brasil Milano, 607
Edifício	
Cidade:	Porto Alegre
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	90520-002
País:	Brasil
Telefone:	55 51 3025-8080
FAX:	55 51 3025 8046
E-Mail:	faleconosco@ ht-hidrotermica.com.br
URL:	
Representante 01:	Karin Weber de Freitas
Título	
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Weber de Freitas



Nome:	Karin
Departamento:	Gerente de Meio Ambiente
Celular:	
FAX Direto:	
Telefone Direto:	55 51 3025-8091
E-Mail	karin@bsmsistemasambientais.com.br
Representante 02:	Gian Bratkowski
Titulo	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Bratkowski
Nome:	Gian
Departamento:	
Celular:	
FAX Direto:	
Telefone Direto:	55 51 3025-8091
E-Mail	gian@ht-hidrotermica.com.br

Organização:	Autódromo Energética S.A.
Rua/Cx.postal:	Av. Plínio Brasil Milano, 607
Edifício	
Cidade:	Porto Alegre
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	90520-002
País:	Brasil
Telefone:	55 51 3025-8080
FAX:	55 51 3025 8046
E-Mail:	faleconosco@ ht-hidrotermica.com.br
URL:	
Representante 01:	Karin Weber de Freitas
Titulo	
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Weber de Freitas
Nome:	Karin
Departamento:	Gerente de Meio Ambiente
Celular:	
FAX Direto:	
Telefone Direto:	55 51 3025-8091
E-Mail	karin@bsmsistemasambientais.com.br
Representante 02:	Gian Bratkowski
Titulo	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Bratkowski
Nome:	Gian
Departamento:	
Celular:	
FAX Direto:	
Telefone Direto:	55 51 3025-8091
E-Mail	gian@ht-hidrotermica.com.br



Organização:	Enerbio Consultoria Ltda - ME.
Rua/Cx.postal:	Rua Antônio Carlos Berta
Edifício	FK Convenience - 1904
Cidade:	Porto Alegre
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	90480-003
País:	Brasil
Telefone:	55 51 3392-1500
FAX:	55 51 3392-1504
E-Mail:	eduardo@enerbio-rs.com.br
URL:	www.grupoenerbio.com.br
Representada por:	Eduardo Baltar
Título	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Baltar
Nome do Meio	
Nome:	Eduardo
Departamento:	Diretoria
FAX Direto:	55 51 3392-1504
Telefone Direto:	55 51 3392-1505
E-Mail Pessoal	eduardo@enerbio-rs.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público proveniente de países do Anexo I foi utilizado neste projeto.

Anexo 3**INFORMAÇÃO DA LINHA DE BASE**

A partir de 2006, o MCT em conjunto com o MME e o ONS passaram a disponibilizar a metodologia de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ para a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil, usando o método de análise dos dados de despacho. Os fatores de emissão passaram a ser divulgados para cada Subsistema do Sistema Interligado Brasileiro.

Em maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada do MDL no Brasil, definiu que o Sistema Interligado Nacional deve ser considerado como um único sistema e, dessa forma, essa configuração começou a ser válida para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ usados para calcular as reduções de emissão de gases de efeito estufa em projetos de MDL de geração de energia conectada à rede.

O cálculo dos Fatores de Emissão de CO₂, publicados pela CIMGC segue a ferramenta metodológica “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”.

As tabelas abaixo apresentam os valores considerados para o cálculo do fator de emissão da margem de operação (EF_{grid,OM,y}) e do cálculo do fator de emissão da margem de construção (EF_{grid,BM,y}) que foram utilizados para a estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do Projeto Complexo Carreiro II. Todos esses dados foram disponibilizados pela AND brasileira.

Tabela 22: Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Mensal do ano de 2009 – Sistema Interligado Brasileiro

MARGEM DE OPERAÇÃO												
Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - MENSAL												
2009	MÊS											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	0,2813	0,2531	0,2639	0,2451	0,4051	0,3664	0,2407	0,1988	0,1622	0,1792	0,1810	0,1940

**Tabela 23: Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Diário do ano de 2009 – Sistema Interligado Brasileiro**

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - DIÁRIO												
2009	MÊS											
Dia	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	0,2746	0,3036	0,2409	0,2665	0,2744	0,3277	0,3077	0,2361	0,1627	0,2058	0,2333	0,1720
2	0,2262	0,2531	0,1960	0,2705	0,4220	0,3511	0,2790	0,2619	0,1612	0,2137	0,2118	0,1784
3	0,1969	0,2507	0,1868	0,2726	0,4894	0,3029	0,2729	0,2563	0,1580	0,2157	0,1821	0,1843
4	0,2367	0,2346	0,2073	0,2003	0,4338	0,2941	0,2915	0,2373	0,1549	0,2484	0,1800	0,1815
5	0,2669	0,2401	0,2237	0,2272	0,4887	0,2856	0,3846	0,2042	0,1306	0,2017	0,1856	0,1955
6	0,2006	0,2511	0,2222	0,2023	0,4813	0,2401	0,3354	0,1960	0,1527	0,1728	0,1832	0,2208
7	0,1749	0,2596	0,2348	0,1846	0,4570	0,3098	0,3460	0,1875	0,1540	0,1240	0,2069	0,1924
8	0,1549	0,2158	0,3071	0,1639	0,4898	0,2960	0,3155	0,2124	0,1220	0,0970	0,2370	0,2014
9	0,1606	0,1996	0,2627	0,1548	0,4128	0,2975	0,3087	0,2418	0,1660	0,1123	0,1604	0,2054
10	0,1672	0,2033	0,2584	0,1586	0,4305	0,2562	0,2837	0,1859	0,1727	0,2240	0,1602	0,2023
11	0,2368	0,1980	0,2523	0,1581	0,4487	0,2466	0,2780	0,1958	0,1477	0,2503	0,1896	0,1923
12	0,2476	0,1953	0,2621	0,2023	0,4252	0,2330	0,3245	0,1498	0,1473	0,2410	0,1686	0,1844
13	0,2513	0,2106	0,2772	0,2005	0,4280	0,3392	0,2858	0,1970	0,1424	0,1735	0,1658	0,2219
14	0,2503	0,2102	0,2913	0,2015	0,4306	0,3783	0,2736	0,2195	0,1287	0,1574	0,1668	0,1875
15	0,2656	0,2072	0,3130	0,1696	0,4332	0,3602	0,2858	0,1728	0,1235	0,1673	0,1883	0,1763
16	0,2223	0,1787	0,2952	0,2275	0,3552	0,3851	0,2545	0,2075	0,1334	0,1534	0,1705	0,1760
17	0,3490	0,2139	0,3247	0,2888	0,3945	0,4041	0,2124	0,1885	0,1444	0,1821	0,2010	0,1723
18	0,4460	0,2027	0,2945	0,2905	0,4455	0,4334	0,1672	0,1743	0,1661	0,2021	0,1536	0,2045
19	0,4214	0,2093	0,2823	0,3188	0,4198	0,4287	0,1596	0,1803	0,1949	0,1700	0,1668	0,2061
20	0,4369	0,2509	0,2761	0,2648	0,4093	0,5456	0,1063	0,1631	0,2236	0,1291	0,1676	0,2289
21	0,4243	0,3033	0,3020	0,2823	0,3492	0,5636	0,1264	0,1605	0,1590	0,1796	0,1859	0,1708
22	0,4353	0,4380	0,3371	0,3089	0,3650	0,5236	0,1494	0,1708	0,1607	0,1504	0,1989	0,1644
23	0,3837	0,4572	0,2944	0,2978	0,3284	0,5156	0,1474	0,2085	0,1454	0,1545	0,1709	0,1687
24	0,3246	0,4502	0,2592	0,2873	0,3320	0,4446	0,1645	0,1775	0,1609	0,1812	0,1795	0,2097
25	0,3960	0,3402	0,2467	0,2848	0,3577	0,4312	0,2018	0,1839	0,1602	0,2004	0,1642	0,2536
26	0,3145	0,2683	0,2478	0,3208	0,3576	0,4155	0,1933	0,2100	0,1897	0,1923	0,1612	0,2324
27	0,2582	0,2149	0,2405	0,2846	0,3934	0,3240	0,1581	0,2105	0,2546	0,1975	0,1709	0,2281
28	0,2380	0,2288	0,2644	0,2944	0,3722	0,3945	0,1672	0,2083	0,2003	0,1913	0,1862	0,1847
29	0,2367		0,3023	0,2845	0,3951	0,3469	0,2174	0,1928	0,1896	0,1752	0,2056	0,1699
30	0,2622		0,2453	0,2904	0,3431	0,3294	0,2462	0,2239	0,1776	0,1671	0,1675	0,1928
31	0,2588		0,2820		0,3566		0,2463	0,1771		0,1795		0,2004

Os fatores de emissão médios horários também estão disponíveis no link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html> (acessado em Julho/2010). O Fator de Emissão da Margem de Operação é calculado para o Sistema Interligado Nacional brasileiro a cada hora a partir do valor de energia despachada de cada usina, dos custos de geração de cada usina (prioridade de despacho), dos horários de intercâmbios com os subsistemas vizinhos e dos fatores de emissão das usinas termelétricas.

A ordem de despacho para o Sistema Interligado Nacional brasileiro é: usinas hidrelétricas, eólicas, nucleares, importações de outros sistemas em ordem crescente de custo, usinas termelétricas em ordem crescente de custo de geração.

As tabelas abaixo apresentam os dados referentes ao fator de emissão da margem de construção (EF_{grid,BM,y}) para 2009 utilizado para a estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do projeto.

Tabela 24: Fator de Emissão da Margem de Construção do ano de 2009 – Sistema Interligado Nacional

MARGEM DE CONSTRUÇÃO												
Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - ANUAL												
2009	0,0794											

Fonte: Autoridade Nacional Designada

<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html> (acessado em Julho/2010).

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio do conjunto de usinas mais novas do subsistema. Esse conjunto deverá conter no mínimo 5 usinas e sua capacidade instalada deve ser maior que 20% da capacidade instalada do subsistema.



As demais informações referentes ao cenário de linha de base e às emissões de linha de base estão apresentadas no item B deste DCP.



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

As informações referentes ao plano de monitoramento estão descritas no item B.7.2 deste DCP.