



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (CDM-SSC-PDD)
Versão 3 - em vigor desde 22 de dezembro de 2006

SUMÁRIO

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

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade de projeto de pequena escala proposta

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Informações sobre o monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala

A.1. Título da atividade de projeto de pequena escala:

Título do Projeto: Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Divisa

Versão do Documento: 6

Data: 06/06/2012

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

O Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Divisa (daqui em diante referida como “PCH Divisa”) irá explorar o potencial hidrológico do rio Formiga, localizado próximo ao município de Campos de Júlio, na região oeste do Estado do Mato Grosso, região Centro-oeste do Brasil. As principais atividades econômicas da região são a agricultura de soja, arroz, milho e açúcar, sendo que recentemente a indústria de gado de corte têm se desenvolvido e hoje têm um rebanho de mais de 10.000 animais.

O Projeto tem uma capacidade instalada de 10,8 MW e espera-se a geração de uma média de 86.365 MWh por ano, considerando um conjunto de duas turbinas Francis, de eixo horizontal, e dois geradores. O projeto será conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN¹), a rede elétrica nacional gerenciada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS²) – conforme o descrito no Anexo 3 – Informações sobre a Linha de Base -, através da subestação de Parecis com uma linha de transmissão de 138 kW³.

A atividade de projeto aqui proposta reduz a emissão de gases de efeito estufa (GEE) que de outra maneira teriam ocorrido na ausência do projeto, evitando a geração de energia elétrica por meio de fontes fósseis nas margens de operação e construção do sistema. É importante ressaltar que estimativas de cenários futuros mostram um aumento no consumo de combustíveis fósseis, com base na intenção do governo brasileiro em diversificar a matriz energética do país como apresentado em seus últimos estudos.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE (2006-2015)⁴, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia, em seu cenário de referência, se prevê um aumento de 69% na geração térmica entre 2006 e 2015, contra um aumento de 40% na geração hidrelétrica no mesmo período. A partir de 2015, o previsto pelo Plano é que as fontes térmicas da região Centro-Sul do sistema contribuirão com 48% da energia elétrica fornecida à rede, como ilustrado na figura a seguir:

¹ http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx

² <http://www.ons.org.br/home/>

³ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2004023.pdf>

⁴ Plano Decenal de Expansão de Energia (2006-2015). Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>

Dezembro/2015

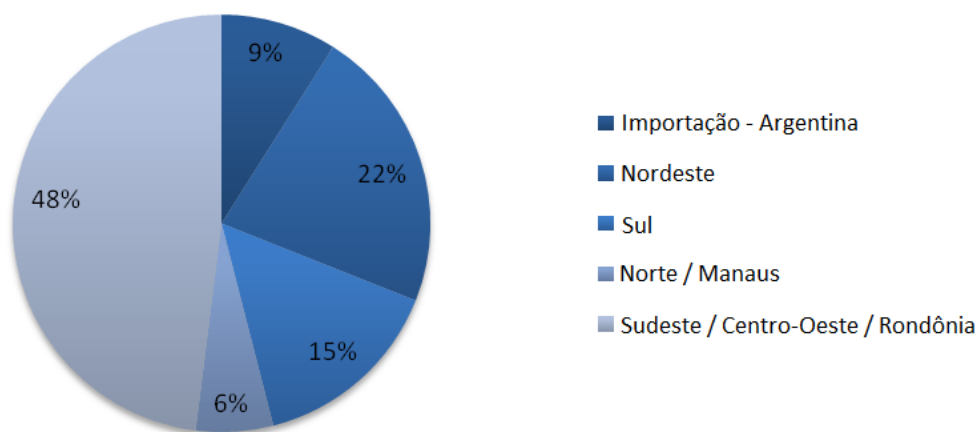


Figura 1 – Capacidade Instalada Termelétrica por Subsistema no cenário de referência
Fonte: PDE (2006-2015)

As Figuras 2 a 4 a seguir mostram a construção da PCH Divisa.



Figura 2 – Escavações do canal de adução



Figura 3 – Escavações para a casa de força



Figura 4 – Limpeza da área do reservatório



Contribuição do projeto ao desenvolvimento sustentável

A atividade de projeto proposta tem o objetivo de auxiliar o Brasil atender sua crescente demanda por eletricidade devido ao desenvolvimento econômico do país, e a aumentar a participação de fontes renováveis de energia na rede nacional. Esta fonte limpa e renovável de energia também terá uma importante contribuição ao desenvolvimento sustentável pela redução da emissão de gases de efeito estufa (GEE), por evitar a geração de eletricidade por usinas de combustível fóssil conectadas à rede.

A PCH Divisa irá melhorar o fornecimento de eletricidade a partir do potencial renovável hidrológico enquanto contribuirá também ao desenvolvimento econômico regional/local. Este desenvolvimento será alcançado pela redução da dependência nacional de combustíveis fósseis, reduzindo, portanto a poluição gerada e seus custos associados. O projeto também irá contribuir para o aumento de oportunidades de emprego na área em que está localizado, pela construção da usina e por sua operação e manutenção.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da parte envolvida (*) ((o anfitrião) indica a parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (se for o caso):	Por gentileza, indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	<u>Entidade Privada:</u> Divisa Energia S.A.	Não
	<u>Entidade Privada:</u> Carbon do Brasil Consultoria Empresarial Ltda.	Não
Japão	<u>Entidade Privada:</u> Mitsubishi Corporation	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos do MDL, no período de disponibilizar o DCP-MDL ao público no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento de solicitar o registro, é necessária a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).

Tabela 1 – Partes e entidades privadas e públicas envolvidas na atividade

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

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

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado, etc.:

Mato Grosso



A.4.1.3.Cidade/Comunidade, etc.:

Campos de Júlio

A.4.1.4.Detalhes da localização física, inclusive informações que permitam a identificação inequívoca dessa atividade de projeto de pequena escala:

A PCH Divisa localiza-se no rio Formiga, no município de Campos de Júlio, na região oeste do Estado do Mato Grosso. A localização de Campos de Júlio é apresentada na Figura 5. De acordo com o Despacho nº 4.233 de 03/11/2011 da ANEEL⁵, as coordenadas geográficas da atividade de projeto são latitude 13°22'26'' S e longitude 59°08'31'' O. A Figura 6 mostra a localização do projeto.



Figura 5 – Localização Geográfica de Campos de Júlio

Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/Campos_de_J%C3%BAlio

⁵ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Foi criada em 26/12/1996 pela Lei nº 9.427, com a missão de A missão de proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. Neste curto período de tempo, a ANEEL sempre teve foco em garantir o balanço entre os interesses dos agentes de diversos setores e consumidores, tendo como seu principal objetivo o benefício da sociedade.



Figura 6 – Localização Geográfica da atividade de projeto
Fonte: Google Earth



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

De acordo com a categorização do Apêndice B para Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projetos MDL de pequena escala, o tipo e a categoria da PCH Divisa são os seguintes:

Escopo Setorial 1 - Indústrias de Energia (Fontes Renováveis / Não Renováveis)

Tipo I: Projetos de energia renovável;

Categoria ID: Geração de energia renovável para uma rede.

A PCH Divisa tem uma capacidade instalada de 10,8 MW, abaixo do limite de elegibilidade de 15 MW para projetos de pequena escala, e será introduzida em seu contexto regional como uma usina de baixo impacto ambiental associado por ser uma central a fio d'água.

Plantas construídas a fio d'água não têm um armazenamento significativo de água, fazendo uso de seu fluxo. Segundo a Eletrobrás⁶, a execução de projetos a fio d'água é definida como "os projetos em que a vazão de água no rio na estação seca é a mesma ou maior do que o mínimo necessário para as turbinas".

Os equipamentos e a tecnologia a serem empregados na PCH Divisa foram aplicados com sucesso em projetos similares no Brasil e no mundo. O projeto se utiliza de equipamentos nacionais e, portanto, não há nenhuma transferência de tecnologia ou conhecimento ao país. O contrato de compra das turbinas foi assinado em 19/03/2010 com a Flessak Eletroindustrial Ltda⁷. O arranjo geral da PCH Divisa é apresentado na Figura 7.

Os equipamentos que serão instalados no local do projeto são:

- Turbinas: 2 (duas) tipo Francis, eixo horizontal;
- Geradores: 2 (dois) síncronos, eixo horizontal.

A tabela 2 apresenta as principais características técnicas da atividade de projeto:

⁶ www.eletrobras.gov.br

⁷ Contrato nº35/2010.



PARÂMETRO	INFORMAÇÃO	REFERÊNCIA
Capacidade Instalada (MW)	10,8	Projeto Básico Consolidado
Energia Assegurada (MWmed)	9,859	Projeto Básico Consolidado
Geração Estimada (MWh/ano)	86.365	Projeto Básico Consolidado
Área do Reservatório (km ²)	0,068	Projeto Básico Consolidado
Queda d'água (m)	42,00	Projeto Básico Consolidado
Vazão Média (m ³ /s)	15,80	Projeto Básico Consolidado
Geração Baixa Voltagem (kV)	6,9	Projeto Básico Consolidado
Geração Alta Voltagem (kV)	138	Projeto Básico Consolidado
Comprimento do Canal de Adução (m)	2.251	Projeto Básico Consolidado

Tabela 2 – Principais aspectos técnicos da atividade de projeto

Espera-se que a atividade de projeto irá gerar 86.365 MWh/ano, com duas turbinas tipo Francis e dois geradores síncronos de eixo horizontal. O fator de carga estimado do projeto é de 91,29%, com base em uma energia assegurada média de 9,859 MWmed. As informações técnicas referentes aos equipamentos a serem instalados na PCH Divisa estão apresentados na tabela 3.

A eletricidade será gerada pelo projeto em uma tensão de 6,9 kV, que será então elevada pelo transformador da usina a 138 kV para ser entregue à rede.

A PCH Divisa será conectada à rede elétrica nacional por uma linha de transmissão de circuito simples de 20 km em 138 kV, pela subestação de Parecis, sob concessão das Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT⁸.

	TURBINA	GERADORES
Unidades	2	2
Tipo	Francis	Síncrono
Capacidade Unitária Nominal	5,509 MW	6,00 MVA
Fator de Potência	-	0,9

Tabela 3 – Informação técnica dos equipamentos da PCH Divisa

⁸ <http://www.redenergia.com/concessionarias/cemat.aspx>

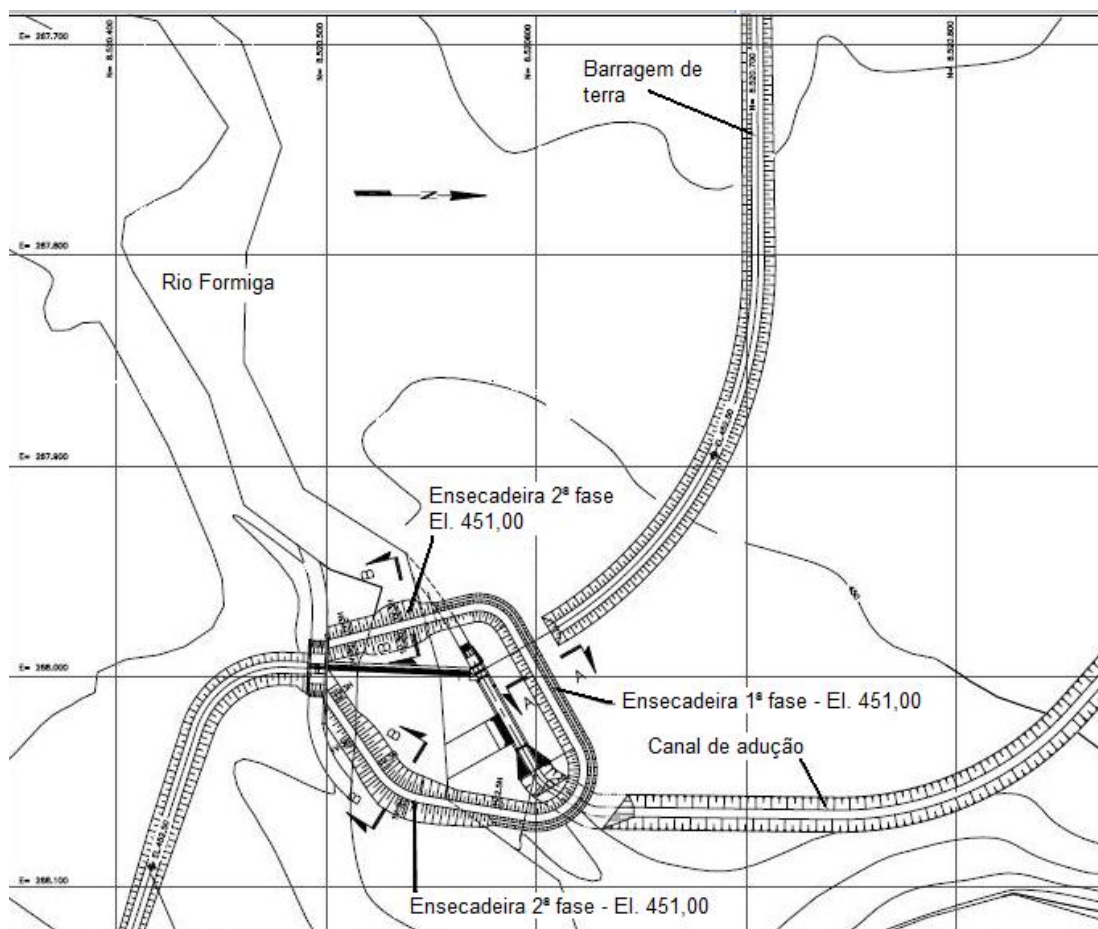


Figura 7 – Arranjo Geral da PCH Divisa



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

O projeto deverá gerar uma redução estimada de 187.131 tCO₂e durante o período de crédito renovável de 7 anos selecionado. Observe que as reduções de emissão reais serão baseadas nos dados de monitoramento, podendo diferir da estimativa apresentada abaixo.

Ano	Estimativa Anual de redução de emissão em tCO ₂ e
2013	26.733
2014	26.733
2015	26.733
2016	26.733
2017	26.733
2018	26.733
2019	26.733
Estimativa total de reduções (tCO ₂ e)	187.131
Número total de anos de obtenção de créditos	7
Estimativa Anual de redução de emissão (tCO ₂ e)	26.733

Tabela 4 – Estimativa de redução de emissões do projeto da PCH Divisa

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

Não há financiamento público das Partes do Anexo I neste projeto.

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

De acordo com o Apêndice C das Modalidades e Procedimentos Simplificados para projetos MDL de pequena escala, os participantes do projeto confirmam que o projeto não é um componente de um projeto maior. Não há nenhuma atividade registrada de projeto MDL de pequena escala ou de um pedido de registro de outra atividade de projeto MDL de pequena escala:

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



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

B.1. Título e referência da metodologia de linha de base e monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto de pequena escala:

- EB61/Anexo 17 - Metodologia aprovada para projetos MDL de pequena escala AMS-I.D. "Geração de energia elétrica renovável conectada a uma rede" (versão 17);
- EB66/Anexo 35 – Metodologia Aprovada e Consolidada ACM0002 – "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis" (versão 12.3.0);
- EB65/Anexo 21 - "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 06.0.0);
- EB61/Anexo 12 - "Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico" (versão 02.2.1);
- Anexo A do Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para pequenas atividades de projeto MDL.

A metodologia ACM0002 aplica-se à atividade de projeto, pois as emissões de reservatórios de usinas hidrelétricas devem ser consideradas como emissões de projeto dependendo da densidade de potência do projeto, que é calculada na Seção B.2.

Para obter mais informações sobre a metodologia, consulte:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>.

B.2 Justificativa da escolha da categoria de projeto:

A metodologia AMS-I.D. é aplicável às atividades do projeto que: (a) instalam uma nova usina em um local onde não há nenhuma planta de energia renovável operando antes da execução da atividade de projeto (Greenfield), (b) envolvem um aumento de capacidade, (c) envolvem um *retrofit* da(s) instalação(ões) existente(s) ou (d) envolvem a substituição da(s) planta(s) existente(s).

A atividade de projeto consiste na construção de uma nova PCH e, portanto, é aplicável dentro do parágrafo (a), já que uma nova usina será construída em um local em que não havia nenhuma usina de geração elétrica renovável operando antes da implantação da atividade de projeto (greenfield), excluindo as demais alternativas. Considerando isto, o projeto não envolve uma adição de capacidade (b), a repotenciação de uma usina existente (c) ou a substituição de uma usina existente (d).

Além disso, para usinas hidrelétricas com reservatórios, a metodologia prevê que pelo menos uma das seguintes condições deve ser satisfeita:

- A atividade do projeto é implantada em um reservatório existente, sem qualquer alteração no volume do reservatório;
- A atividade do projeto é implantada em um reservatório existente, em que o volume do reservatório é aumentado e a densidade de potência da atividade de projeto, conforme definição apresentada na seção de emissões do projeto é superior a 4 W/m²;
- Os resultados da atividade de projeto de novos reservatórios e a densidade de potência da usina, conforme definição apresentada na seção de emissões do projeto seja superior a 4 W/m².



A atividade de projeto proposta prevê a instalação de uma nova usina em um local em que não há nenhuma usina de energia renovável operando antes da implantação da atividade de projeto (a) e sua densidade de potência é calculada como segue:

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

Onde:

PD = Densidade de potência da atividade de projeto (W/m²);

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implantação da atividade de projeto (W);

Cap_{BL} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da execução da atividade de projeto (W). Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero;

A_{PJ} = Área do reservatório medido na superfície da água, após a implantação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²);

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

Para o PCH Divisa, a densidade de potência é demonstrada abaixo:

$$PD = \frac{10.800.000 - 0}{68.000 - 0}$$

$$PD = \frac{10.800.000}{68.000}$$

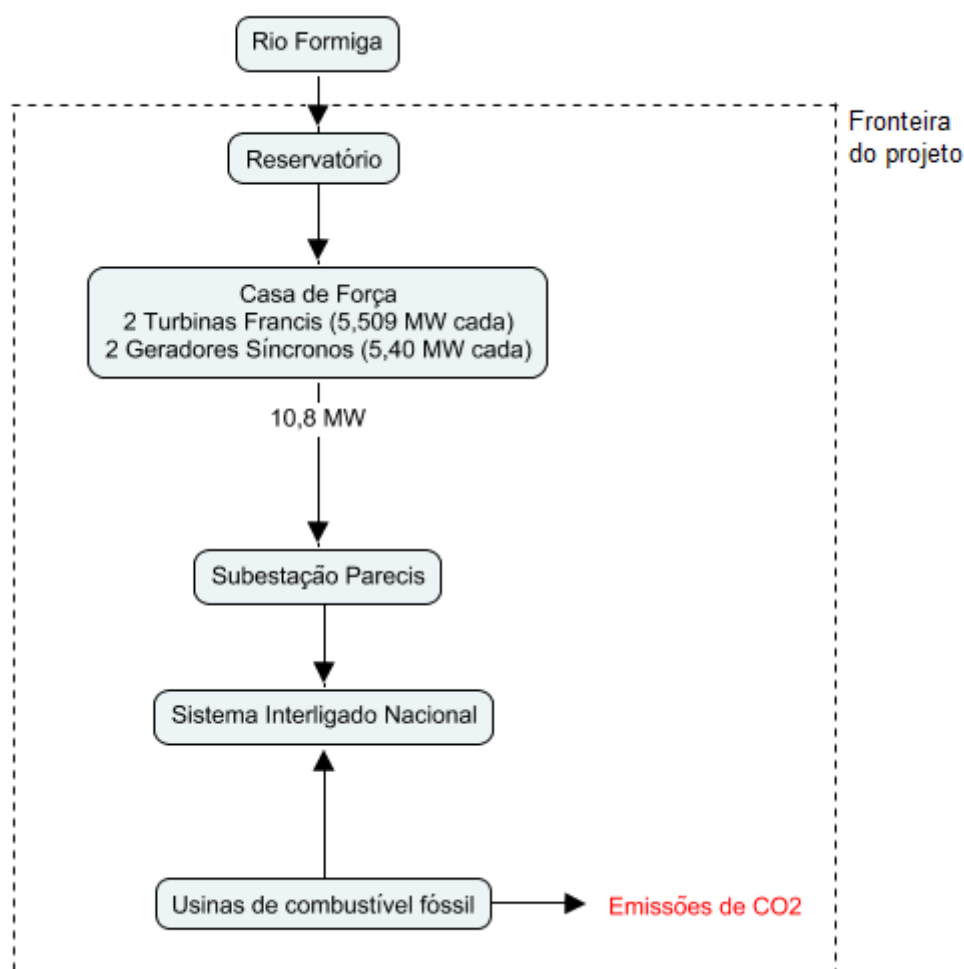
$$PD = 158,82 \text{ W/m}^2$$

O projeto proposto qualifica-se como uma atividade de projeto de pequena escala, uma vez que sua densidade de potência é superior a 4 W/m² e sua capacidade instalada é inferior a 15 MW. Além disso, sua capacidade instalada se manterá dentro dos limites dos tipos de atividade de projeto de pequena escala durante todo o período de obtenção de créditos. Portanto, a metodologia AMS-I.D. (versão 17) é aplicável ao projeto proposto.

B.3. Descrição do limite do projeto:

De acordo com a última versão da metodologia AMS-I.D o local geográfico e físico da fonte de geração renovável delinea os limites do projeto.

A extensão espacial da fronteira do projeto é mostrada na figura abaixo:

**Figura 8 – Fronteira do projeto**

Como mostrado na figura acima, a fronteira do projeto abrange a área em que o projeto se localiza, que contém a área de seu reservatório e sua barragem, a casa de força com os principais equipamentos (turbinas e geradores), a subestação da PCH e sua conexão com o SIN.

É importante ressaltar que a Autoridade Nacional Designada, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC adotou um sistema elétrico único, o Sistema Interligado Nacional – SIN⁹, de acordo com a Resolução nº 8, de 26/05/2008¹⁰, sob a qual se estabelece que o fator de emissão da rede deverá ser determinada e publicada regularmente pela CIMGC.

⁹ http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx

¹⁰ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf



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

Como previsto na metodologia AMS-I.D, se a atividade do projeto é a instalação de uma nova usina renovável ligada à rede, o cenário básico é o da eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto que de outra maneira teria sido gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração.

De acordo com a categoria de projeto e metodologia correspondente, as emissões do cenário de linha de base consistem no produto da energia produzida no cenário de linha de base $EG_{BL,y}$, expressa em MWh de eletricidade produzida por unidade de geração renovável, multiplicado pelo fator de emissão da rede.

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2,grid,y}$$

Onde:

BE_y = Emissões da situação inicial no ano (tCO_2);

$EG_{BL,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede, como resultado da execução da atividade de projeto MDL no ano (MWh);

$EF_{CO_2,grid,y}$ = Fator de emissão da rede no ano (tCO_2/MWh).

O fator de emissão pode ser calculado de forma transparente e conservadora como segue:

- a) Uma margem combinada (CM), que consiste na combinação de margem operacional (OM) e a margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos previstos na "Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico" ou;
- b) A média ponderada das emissões (em tCO_2/MWh) do mix de geração atual. Os dados do ano em que ocorre a geração do projeto devem ser usados. Os cálculos são baseados em dados de uma fonte oficial (quando disponível) e disponibilizados ao público.

O fator de emissão da margem combinada (MC) do sistema brasileiro é calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico" pelo Ministério de Ciência e Tecnologia - MCT¹¹. Os fatores de emissão de CO_2 para geração de eletricidade na rede, necessários para o cálculo da MC, são calculados com base no registro de geração de usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema - ONS¹². Portanto, o fator de emissão da MC para a rede será usado para calcular as reduções de emissões do projeto.

¹¹ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>

¹² http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx



B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de pequena escala registrada no âmbito do MDL:

Conforme o Glossário de Termos do MDL, a data de início de uma atividade de projeto MDL é a data mais recente em que ocorreu a implantação, construção ou ação real do projeto.

A data de início do projeto é 01/03/2010, data na qual o contrato de construção foi assinado com a Construtora Quebec Ltda¹³.

Consideração prévia do MDL

O “Guia para Demonstração e Avaliação da Consideração Prévia do MDL”, versão 3 do EB49, indica que “para as atividades de projeto iniciadas após 02/08/2008, os participantes do projeto devem informar à AND do País Anfitrião e ao secretariado da UNFCCC em forma escrita sobre o início da atividade de projeto e sua intenção em buscar o status MDL”. Considerando isto, a carta foi enviada à Secretaria da UNFCCC em 18/09/2009 e à AND Brasileira em 30/03/2009. A confirmação da UNFCCC foi recebida em 11/12/2009.

A tabela a seguir mostra as datas mais importantes e relevantes à atividade de projeto:

EVENTO	DATA
Comunicação à AND brasileira	30/03/2009
Comunicação ao Conselho Executivo do MDL	18/09/2009
Recibo de recebimento da comunicação com o Conselho Executivo do MDL	11/12/2009
Data de início do projeto	01/03/2010
Publicação do DCP em versão inglês no website da UNFCCC	25/10/2011

Tabela 5 – Datas relevantes à atividade de projeto

¹³ Contrato nº38/2010: Instrumento Particular para Construção e Serviços Administrativos e Outras Avencas



Adicionalidade

A adicionalidade da atividade de projeto foi demonstrada de acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, versão 06.0.0, que prevê passos para a avaliação da adicionalidade, como segue:

- Identificação de alternativas à atividade de projeto;
- Análise financeira para determinar se a atividade de projeto não é: 1) o mais econômica ou financeiramente atrativo, ou 2) econômica ou financeiramente viável;
- Análise de barreiras; e
- Análise de prática-comum.

Etapa 1. Identificação de alternativas para a atividade do projeto, consistentes com leis e regulamentos atuais

Não aplicável, pois o projeto é de pequena escala e a metodologia AMS-I.D. prevê que o anexo A do apêndice B pode ser utilizado para avaliar a adicionalidade do projeto.

Etapa 2. Análise de Investimento

Determine se a atividade de projeto não é:

- (a) A escolha econômica e financeiramente mais atrativa; ou
- (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem considerar a receita proveniente da venda de Reduções Certificadas de Emissão (RCEs).

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

- 1) Determine dentre a análise simples de custos, análise comparativa de investimentos ou análise *benchmark* (Sub-passo 2b). Se a atividade de projeto MDL e a alternativa identificada no Passo 1 não geram nenhum tipo de benefício econômico ou financeiro além da receita obtida a partir do MDL, então se deve aplicar a análise simples de custos (Opção I). Caso contrário, utilize a análise comparativa de investimentos (Opção II) ou a análise *benchmark* (Opção III).

As alternativas identificadas na seção B.4 geram benefícios econômico-financeiros além da receita obtida a partir do MDL, já que a maior fonte de receita do projeto é proveniente da venda de energia elétrica. A análise *benchmark* (Opção III) foi selecionada para realizar a análise financeira para avaliar e demonstrar a adicionalidade do projeto.



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

Esta análise compara a TIR projeto da PCH Divisa com um benchmark. De acordo com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”, é fornecida a seguinte orientação para o uso de benchmarks válidos:

Em casos em que uma abordagem de benchmark é utilizada, o benchmark aplicado deve ser apropriado para o tipo de TIR calculada. Taxas locais de empréstimos comerciais ou custos médios ponderados de capital (CMPC) são benchmarks adequados para uma TIR projeto.

E ademais:

Benchmarks/retornos esperados internos de empresas (incluindo-se aqueles utilizados como retornos esperados de equity no cálculo de custo médio ponderado de capital – CMPC), devem ser aplicados somente em casos em que há um único desenvolvedor do projeto e deverá ser demonstrado que este benchmark é utilizado para projetos similares, com riscos similares, desenvolvidos pela mesma empresa ou, se a empresa for nova no mercado, que teriam sido utilizado por projetos similares no mesmo setor no país/região.

Sub-etapa 2c. Cálculo e comparação financeira dos indicadores

De acordo com a Nota Técnica nº 68/2007-SRE/ANEEL, de 21/05/2007, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):

Dentre os métodos padrões utilizados para determinar a taxa de retorno de uma empresa, o maior consenso é calcular o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) em combinação com o Modelo de Precificação de Ativos de Capital (*Capital Asset Pricing Model* - CAPM). Segundo este modelo, a taxa de retorno de uma empresa é um custo médio ponderado dos diversos tipos de capital, com pesos iguais à participação de cada tipo de capital no valor total dos ativos da empresa. Em outras palavras, a melhor abordagem é a utilização do CMPC para definir a taxa mínima de retorno, em conjunto com o modelo CAPM para definir o custo do capital próprio.

A definição da taxa de retorno de um projeto deve levar em consideração a existência das diferentes fontes de financiamento, a remuneração que deverá ser paga a cada uma delas (em função do risco incorrido pelos diferentes stakeholders, sejam eles credores ou acionistas), a proporção de utilização de cada fonte de recursos e os seus respectivos impactos fiscais e tributários. O CMPC é método clássico e consolidado para o cálculo destas considerações e pode ser calculado conforme a seguinte equação¹⁴:

¹⁴ Fundação Getúlio Vargas – FGV. **Custo de Capital para Geração de Energia Hídrica no Brasil por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) até 50 MW no contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. Novembro, 2010. Disponível em: <http://www.abce.org.br/downloads/portugueswacc.pdf>.



$$\text{CMPC} = W_e * K_e + W_d * K_d * (1 - t)$$

Sendo:

W_e = Porcentagem do Capital Próprio;

W_d = Porcentagem do Capital de Terceiros;

K_e = Custo do Capital Próprio;

K_d = Custo do Capital de Terceiros;

t = Alíquota de impostos sobre o lucro.

Não obstante a simplicidade do cálculo a ser feito para a obtenção do CMPC, existe uma série de cuidados a serem considerados e decisões a serem tomadas, no que tange à definição de cada uma das variáveis acima. Os participantes do projeto utilizaram o CMPC calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) no estudo “Custo de Capital para Geração de Energia Hídrica no Brasil por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) até 50 MW no contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo”, publicado em novembro de 2010. No estudo, as definições descritas acima refletem a realidade dos projetos de geração de energia hídricas em PCHs e UHE até 50 MW de capacidade instalada no mercado brasileiro, e cada variável foi validada antes de ser utilizada no cálculo do CMPC de modo a calcular uma taxa de retorno apropriada.

Porcentagem do Capital Próprio (W_e) e de Terceiros (W_d)

De acordo com o estudo realizado pela FGV, uma das decisões importantes em avaliação de projetos diz respeito à proporção a ser utilizada de recursos de terceiros (dívidas) e de recursos próprios (dinheiro de investidores/acionistas). No mercado brasileiro, notadamente no caso de projetos de geração de energia, essa proporção está vinculada, na maior parte das vezes, aos parâmetros definidos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), principal fonte de recursos para projetos de investimento no país.

A maior parte das empresas brasileiras que implantam projetos de infraestrutura e/ou de energia procura obter a maior alavancagem (relação dívida/capital próprio) admitida pelo BNDES para financiar projetos dessa natureza, uma vez que os recursos obtidos dessa fonte são de menor custo do que o capital obtido junto aos acionistas. Para esse setor, o BNDES se propõe a fornecer até 70% dos itens financiáveis necessários à implantação dos projetos na modalidade de *Project Finance*¹⁵.

Logo, os parâmetros W_e e W_d aplicados seguem o padrão do mercado que é definido pelo BNDES, de 70% e 30% respectivamente.

¹⁵De acordo com as regras estabelecidas pelo BNDES, nem todos os itens necessários para a efetivação de um projeto são apoiáveis. Dentro dos itens considerados apoiáveis, projetos de geração de energia (exceto térmicas a carvão ou a óleo) podem obter até 70% dos recursos necessários à sua implantação. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/



Custo do Capital Próprio (Ke)

O estudo da FGV também ressalta que a determinação do custo do Capital Próprio depende da correta avaliação do risco associado aos projetos de geração de energia por PCHs e UHEs até 50 MW de capacidade instalada no Brasil. A ferramenta que conta com maior aceitação nos meios acadêmico e empresarial, para a definição do risco associado a um investimento e, conseqüentemente, para a definição da remuneração adequada ao capital é o Modelo de Precificação de Ativos de Capital, que avalia o retorno mínimo que um ativo deve oferecer ao investidor, com base no risco não diversificado (ou sistemático) associado à ele.

O custo do Capital Próprio (Ke) utilizando o CAPM é como segue:

$$Ke = Rf + \beta * (Rm - Rf)$$

Sendo:

Rf = Taxa Livre de Risco;

B = Risco do investimento em comparação com o mercado;

(Rm – Rf) = Prêmio pelo Risco de Mercado.

O estudo ressalta que a remuneração adequada ao Capital Próprio (Ke) será dada pela remuneração oferecida por um ativo livre de risco (Rf) mais um retorno adicional adequado ao risco associado ao ativo [$\beta * (Rm - Rf)$]. O risco do ativo, identificado como Beta (β), é calculado por meio da covariância dos retornos do ativo em relação aos retornos de uma carteira representativa do mercado como um todo. Para a obtenção do Beta, portanto, é necessário que estejam disponíveis dados históricos a respeito dos retornos do mercado e do setor que se pretende avaliar, de forma que seja possível o cálculo da covariância entre eles. Nesse ponto encontra-se a primeira dificuldade de utilização do CAPM para a avaliação de projetos de geração de energia no Brasil. A falta de dados públicos a respeito dos retornos de projetos/empresas dedicados a essa atividade, impede uma aplicação direta desse modelo no mercado brasileiro.

Portanto, a técnica financeira empregada considerada como melhor alternativa é a aplicação do CAPM para o mercado de energia dos Estados Unidos da América (EUA) e, em seguida, a transposição dos resultados para o mercado brasileiro, considerando a diferença de risco associado à economia dos dois países.

➤ Taxa livre de risco

O padrão internacionalmente aceito para a Taxa Livre de Risco (Rf) é o título do Tesouro dos Estados Unidos, título com o menor risco de default, que pode ser adotado como referência para a avaliação de projetos no Brasil, desde que seja incorporada a diferença de risco existente entre as duas economias. O horizonte de tempo típico para a análise de projetos de geração de energia hidrelétrica é de 30 (trinta) anos¹⁶ e, portanto, a Rf a ser utilizada deverá refletir esse período de tempo. No mercado de títulos do Tesouro dos EUA podem ser obtidos títulos com prazo de duração de 30 anos que podem ser verificados no seguinte link: <http://finance.yahoo.com/q/hp?s=%5ETYSX>. O valor obtido para o estudo de 2009 para o mercado de títulos do Tesouro americano nos últimos 30 anos foi de 4,27%.

¹⁶Os contratos de compra de energia gerados para PCHs nos leilões de novas energias, conduzidos desde 2005, têm prazos de 30 anos.



A Rf obtida acima, no entanto, encontra-se em termos nominais. Para a obtenção da Rf em termos reais, é necessário descontar a inflação esperada dos Estados Unidos, dada pela diferença de retorno entre os Títulos do Tesouro e os Títulos Protegidos da Inflação (TIPS)¹⁷. No estudo de 2009, esta diferença resultou em uma taxa de inflação de 1.72% e, portanto, Rf neste ano foi de 2.51% como segue:

$$Rf = \frac{1 + \text{taxa do título do tesouro}}{(1 + \text{taxa esperada de inflação})} - 1$$

$$Rf = \frac{(1 + 0,0427)}{(1 + 0,0172)} - 1$$

$$Rf = \frac{1,0427}{1,0172} - 1$$

$$Rf = 1,025068 - 1$$

$$Rf = 2,51\%$$

Para a correta avaliação da Taxa Livre de Risco é necessária a consideração do nível de risco oferecido pela economia brasileira em comparação com a dos EUA. Para isso, recorre-se ao Índice de Títulos de Mercados Emergentes, ou EMBI+, por meio do qual é possível avaliar o risco soberano embutido nos títulos de dívida de um país. Considerando que o EMBI+ relativo ao mercado de dívida livre de riscos dos EUA é zero, o EMBI+ do Brasil representaria o risco a ser adicionado ou reduzido em função das diferenças do mercado de dívida do Brasil em relação ao dos EUA.

Logo, a soma de EMBI+Brasil¹⁸ com uma média de cinco anos será utilizada, sendo que no estudo de 2009 este valor foi de 3,33% ao ano. Portanto, com a adição do risco brasileiro, o valor de Rf no ano de 2009 foi de 2,51% + 3,33% = 5,84%.

Logo, o custo do capital próprio em 2009 para o setor elétrico no Brasil foi:

$$Ke = Rf + \beta * (Rm - Rf)$$

$$Ke = 0,0584 + 3,30 * 0,062$$

$$Ke = 0,0584 + 0,2046$$

$$Ke = 26,30\%$$

¹⁷ Cotações TIPS disponíveis em: <http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm>

¹⁸ EMBI+Brasil obtido de: http://www.cbonds.info/all/eng/index/index_detail/group_id/1/



O cálculo completo de K_e calculado pela FGV em 2009 é apresentado abaixo:

Ke - Cost of Equity - CAPM (Capital Asset Pricing Model)	
Rf - Risk-Free Rate	4,28%
π^e - US expected inflation	1,72%
Rfr - Risk-Free Rate real	2,51%
Rm - Equity Risk Premium	6,20%
Rc - Estimated Country Risk Premium	3,33%
β - Adjusted Industry Beta	3,30
Ke - Cost of Equity - nominal USD	28,05%
Kebr - Cost of Equity - nominal BRL	31,55%
Ke' - Cost of Equity - real	26,29%

Custo de Capital de Terceiros (K_d)

O estudo da FGV justifica que, ao contrário do que ocorre em outros mercados, nos quais a maior parte das empresas obtém financiamento junto a financiadores privados, as empresas brasileiras que investem no setor de infraestrutura têm como principais fontes de financiamento as linhas de crédito oferecidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), o que confere ao Custo de Capital de Terceiros (K_d) no Brasil algumas características específicas.

O BNDES é uma empresa pública federal e o principal fornecedor de financiamento de longo prazo no Brasil. O mercado brasileiro oferece poucas alternativas de fontes de recursos de longo prazo que não sejam oriundas de entidades governamentais, uma vez que financiamentos de longo prazo raramente são oferecidos por bancos comerciais e, quando ocorrem, são oferecidos a taxas não competitivas em comparação com as praticadas pelo BNDES. O financiamento de projetos pelo BNDES é fornecido através da linha de crédito batizada de FINEM (Financiamento a Empreendimentos) em um modelo de *Project Finance*. Esse tipo de operação pode ser realizado diretamente com o BNDES (operações diretas) ou com a intermediação de uma instituição financeira credenciada (operações indiretas).

Nas operações diretas, o custo da transação é composto por Custo Financeiro, Remuneração do BNDES e Taxa de Risco de Crédito. Nos casos das transações indiretas, o custo total será composto por Custo Financeiro, Remuneração do BNDES, Taxa de Intermediação Financeira e Remuneração da Instituição Financeira Credenciada. Na presente metodologia estamos considerando que todas as operações são diretas, o que implica que o projeto obtém financiamento do BNDES ao menor custo possível. Na realidade observa-se que muitos empreendedores obtêm empréstimos por meio de bancos intermediadores, porém para maior conservadorismo dentro do MDL, considerou-se o apoio direto como padrão.

As condições oferecidas pelo BNDES para o financiamento desse tipo de empreendimento faz com que as empresas procurem utilizar os recursos do FINEM/Project Finance até o limite máximo permitido pelo Banco. Essa situação, conforme citado anteriormente, tem resultado em estruturas de capital altamente alavancadas, com participação majoritária de recursos de terceiros. Em geral, empreendimentos de geração de energia têm contado com uma proporção de 60% a 70% de dívidas e, respectivamente, de 40% a 30% de recursos obtidos junto aos investidores.



O custo de capital de terceiros calculado pela FGV é:

Reference Date: Jan 2009

Kd - Cost of Debt (BNDES interest rate)	
a- Financial Cost	8,01%
b- BNDES Spread	0,90%
c- Credit Risk Rate	1,00%
Pre-tax Cost of Debt	9,91%
t - Marginal Tax Rate	0,00%
Kd - After-tax Cost of Debt - nominal BRL	9,91%
π - Inflation Forecast	4,50%
Kd' - After-tax Cost of Debt - real	5,18%

$$Kd = (1 + a + b + c) / (1 + \pi) - 1$$

$$Kd = (1 + 8,01\% + 0,90\% + 1,00\%) / (1 + 4,50\%) - 1$$

$$Kd = 1,0991 / 1,045 - 1$$

$$Kd = 1,0518 - 1$$

$$Kd = 0,518 \text{ ou } 5,18\%$$

O CMPC do ano de 2009 foi de 11,51%¹⁹, como segue:

$$CMPC = 30\% * 26,30\% + 70\% * 5,18\% * (1 - 0)$$

$$CMPC = 0,0789 + 0,03626 * 1$$

$$CMPC = 11,51\%$$

É importante ressaltar que os participantes do projeto modificaram as parcelas financiáveis de acordo com os valores fornecidos pela fonte oficial no país, o BNDES, como já justificado acima. Logo, a CMPC calculada pelos participantes do projeto é um pouco menor do que a apresentada no estudo da FGV.

¹⁹ Apêndice 1 – Planilhas Base FGV Custo de Capital para Geração de Energia Hídrica no Brasil por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) até 50 MW no contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Disponível em: <http://www.abce.org.br/downloads/portugueswacc.pdf>.



Os pressupostos de base nos cálculos da TIR são mostrados na tabela abaixo:

PARÂMETRO	INFORMAÇÃO	REFERÊNCIA
Capacidade Instalada (MW)	10,80	Projeto Básico Consolidado
Geração Anual Estimada (MWh/ano)	86.365	Projeto Básico Consolidado
Tempo do projeto (anos)	21	Contrato de Concessão ANEEL nº23/2004
Preço da energia (R\$/MWh)	125,00	PPA
Investimento total (R\$)	69.003.000,00	Projeto Básico Consolidado
TIR (%)	10,52	Fluxo de Caixa
Custo O&M (R\$/MWh)	8,00	Projeto Básico Consolidado

Tabela 6 – Premissas financeiras do projeto

Para demonstrar a adicionalidade do projeto de um modo transparente e conservativo, a análise de fluxo de caixa foi realizada para a atividade de projeto da PCH Divisa.

Os arquivos originais da análise financeira serão fornecidos à EOD, AND e ao Conselho Executivo do MDL.

A TIR do projeto, sem o benefício do MDL, mostrou-se menor do que o benchmark para o período. Portanto, a PCH Divisa não é a opção mais atrativa financeiramente, já que sua TIR é de 10,52%, valor menor do que o CMPC de 11,51%.

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, se a Opção III (análise benchmark) é utilizada e se a atividade de projeto de MDL apresenta um indicador menos favorável (ex. TIR menor) do que o benchmark, então a atividade de projeto de MDL não pode ser considerada como sendo financeiramente atrativa.

Logo, a PCH Divisa não é atrativa financeiramente.

A Sub-etapa 2c foi satisfeita.

Sub-etapa 2d: Análise de sensibilidade

A fim de mostrar que a conclusão referente à atratividade financeira do projeto é robusta a variações razoáveis, os quatro parâmetros listados a seguir foram selecionados para a aplicação da análise de sensibilidade:

- Investimento total;
- Custo de O&M;
- Preço da energia (PPA);
- Geração de energia elétrica.



O impacto gerado na TIR do projeto é apresentado nas tabelas a seguir, nas quais os parâmetros selecionados sofrem uma variação de -20% até +20%, de acordo com o Anexo “Orientações para a Avaliação da Análise Financeira” da “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, versão 2.

Análise de Sensibilidade da TIR do projeto, sem benefícios do MDL

Investimento		
Variação	TIR	R\$
-20%	13,84%	55.202.400,00
-10%	12,04%	62.102.700,00
-6,70%	11,51%	64.379.799,00
-5%	11,25%	65.552.850,00
0%	10,52%	69.003.000,00
5%	9,85%	72.453.150,00
10%	9,23%	75.903.300,00
20%	8,09%	82.803.600,00

Tabela 7 – Análise do investimento

O&M		
Variação	TIR	R\$
-96%	11,51%	0,32
-20%	10,73%	6,40
-10%	10,63%	7,20
-5%	10,58%	7,60
0%	10,52%	8,00
5%	10,47%	8,40
10%	10,42%	8,80
20%	10,32%	9,60

Tabela 8 – Análise do custo de O&M

PPA		
Variação	TIR	R\$
-20%	7,29%	100,00
-10%	8,96%	112,50
-5%	9,75%	118,75
0%	10,52%	125,00
5%	11,28%	131,25
6,59%	11,51%	133,24
10%	12,04%	137,50
20%	13,44%	150,00

Tabela 9 – Análise do preço da energia



Geração de Eletricidade		
Variação	TIR	MWh/ano
-20%	7,53%	69.092,00
-10%	9,07%	77.728,50
-5%	9,81%	82.046,75
0%	10,52%	86.365,00
5%	11,23%	90.683,25
7,05%	11,51%	92.453,73
10%	11,91%	95.001,50
20%	13,24%	103.638,00

Tabela 10 – Análise de geração de energia

As linhas vermelhas indicam os pontos de equilíbrio entre a TIR do projeto e o CMPC. Ademais, como pode ser visto a TIR do projeto só é superior do que o *benchmark* nas seguintes situações:

- Redução do investimento: Quando examinando o investimento, uma redução de 20% leva a uma TIR que é apenas 2,33% acima do CMPC. Uma redução no investimento nesta magnitude é improvável de ocorrer. Além disso, seria necessário que o investimento fosse reduzido em cerca de R\$ 14 milhões, o que é improvável de ocorrer uma vez que o investimento da construção da PCH Divisa já foi feito e foi maior do que o estimado à época em que o fluxo de caixa do projeto foi desenvolvido.
- Custos de O&M: Quando examinando os custos de O&M, uma redução de 20% leva a uma TIR que ainda é menor do que o CMPC. O impacto deste parâmetro pode, portanto, ser considerado insignificante.
- Venda de energia: O preço de venda da eletricidade gerada pelo projeto considerado é de R\$125,00/MWh, valor baseado em uma minuta de contrato. Considerando um aumento de 20% neste valor, o preço da energia sobe para R\$150,00/MWh e a TIR se torna 1,93% maior do que o CMPC. O último leilão brasileiro de fontes alternativas de energia ocorreu em 20/12/2011 e o preço geral contratado foi de R\$102,18/MWh. O preço contratado para usinas hidrelétricas, especificamente, foi ainda menor: R\$91,20/MWh²⁰. Os leilões de energia realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), nos quais utilitárias devem comprar suas demandas futuras, evidenciam que os preços da energia no país têm decrescido nos últimos anos. A tabela abaixo mostra o preço médio resultado de cada leilão e pode-se verificar que nos últimos dois anos não houve nenhum preço maior do que R\$135,00/MWh. O único preço que tornaria o projeto viável foi contratado no leilão de fontes alternativas de 26/08/2010. Os preços abaixo são decrescem consistentemente. Logo, é bastante improvável que a atividade de projeto

²⁰ Disponível em: http://epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20111220_1.pdf



receba ofertas com um preço igual ou superior ao valor do ponto de encontro apresentado na tabela 9 de R\$133,24/MWh.

Leilão	Novas Energias		Ajuste do Leilão		Energia Renovável	
	Data	R\$/MWh	Data	R\$/MWh	Data	R\$/MWh
1	16/12/2005	139,00	-	-	-	-
2	29/06/2006	134,42	01/06/2006	Adiado	-	-
3	10/10/2006	138,00	29/09/2006	S/negócio	-	-
4	26/07/2007	136,00	29/03/2007	S/negócio	-	-
5	16/10/2007	131,49	28/06/2007	S/negócio	01/06/2007	137,32
6	17/09/2008	131,44	27/09/2007	138,25	-	-
7	30/09/2008	146,00	19/06/2008	141,78	-	-
8	27/08/2009	-	23/09/2008	145,67	-	-
9	21/12/2009	Cancelado	20/02/2009	-	-	-
10	30/07/2010	99,48	-	-	-	-
11	-	-	-	-	26/08/2010	133,56
12	17/12/2010	67,31	-	-	-	-
13	-	-	-	-	18/08/2011	99,61
14	17/08/2011	102,07	-	-	-	-
15	-	-	-	-	20/12/2011	102,18

Tabela 11 – Preços dos leilões de energia

Fonte: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx?CategoriaID=6801>

Eletricidade Gerada: Um aumento de 20% na geração de energia resulta em uma TIR 1,73% acima do benchmark. Este aumento de geração é improvável uma vez que a estimativa de geração de energia da PCH Divisa tem como base a energia assegurada do projeto, definida como 9,859 MW. Um aumento nesta energia média é improvável, pois o fator de carga da usina é determinado de acordo com séries históricas de vazão, incluindo períodos críticos hidrológicamente.

RESULTADO DA ETAPA 2: Como demonstrado ao longo da etapa 2, a TIR do projeto sem o benefício do MDL é menor do que o benchmark selecionado. A análise de sensibilidade também mostrou que é improvável que o projeto torne-se financeiramente viável sem o benefício do MDL. Portanto, a atividade de projeto da PCH Divisa não é financeiramente atrativa e enfrenta barreiras significativas sem o suporte do MDL.

Sub-etapa 4. Análise de prática comum

Não aplicável, pois o projeto é de pequena escala e a metodologia AMS-I.D. não requer a aplicação desta etapa.

RESULTADO DA ADICIONALIDADE: De todas as etapas incluídas na seção B.5., a conclusão é de que a atividade de projeto é adicional, e não é (parte do) o cenário de linha de base. Sem os benefícios do MDL, o projeto não seria implantado.



B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Redução de emissão

O projeto reduz principalmente emissões de dióxido de carbono pela substituição de geração de energia elétrica no sistema por fontes de combustíveis fósseis. De acordo com a última versão da metodologia AMS.I.D, a redução de emissão ER_y da atividade de projeto durante um ano y é a diferença entre a redução de emissões da linha de base (BE_y), emissões do projeto (PE_y) e emissões devido a vazamentos (LE_y), como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Sendo:

ER_y = Redução de emissões no ano y (tCO_2/y);

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO_2/y);

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2/y);

LE_y = Emissões de vazamento no ano y (tCO_2/y).

Emissões de linha de base

As emissões de linha de base são o produto da energia elétrica do cenário base $EG_{BL,y}$ expressa em MWh de energia produzida pela unidade de geração renovável multiplicado pelo fator de emissão do sistema.

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2,grid,y}$$

Sendo:

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO_2);

$EG_{BL,y}$ = Quantidade de energia fornecida ao sistema como resultado da implantação do projeto no ano y (MWh);

$EF_{CO_2,grid,y}$ = Fator de emissão do sistema no ano y (tCO_2/MWh).



Fator de emissão

As emissões de linha de base devem ser incluídas somente se emissões de CO₂ da geração de eletricidade em usinas alimentadas a combustíveis fósseis são deslocadas pela atividade de projeto.

De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”, o fator de emissão de CO₂ para o deslocamento da eletricidade gerada por usinas em um sistema elétrico é determinado pelo cálculo de um fator de emissão de margem combinada (CM) do sistema elétrico. A CM é o resultado da média ponderada de dois fatores de emissão pertencentes ao sistema elétrico: margem de operação (OM) e margem de construção (BM). A margem de operação é o fator de emissão que se refere ao grupo de usinas existentes cuja geração de energia atual seria afetada pela atividade de projeto MDL. O fator de construção é o fator de emissão que se refere a um grupo de possíveis usinas cuja construção e futura operação poderia afetar a atividade de projeto MDL. A metodologia assume que todos a geração de eletricidade de todas as usinas acima dos níveis do cenário de linha de base seria gerada pelas usinas existentes e conectadas a rede e pela adição de novas usinas conectadas a rede.

Como descrito na Seção B.4, o fator de emissão foi calculado como uma das seguintes opções:

- (a) Margem combinada (CM), consistindo na combinação da margem de operação (OM) e a margem de construção (BM) de acordo com o a “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico” ou;
- (b) Média ponderada de emissões (em tCO₂/MWh) do mix atual de geração. Os dados do ano em que ocorre a geração do projeto devem ser usados. Os cálculos devem ser baseados em dados de uma fonte oficial (quando disponível) e disponibilizados ao público.

O fator de emissão da margem combinada (CM) é uma combinação do fator de emissão da margem operacional (OM) e o fator de emissão da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. A ferramenta indica que o fator de emissão da rede é determinado pelas seguintes seis etapas:

- 1. Identificar os sistemas relevantes de eletricidade;
- 2. Escolha se deseja incluir usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional);
- 3. Selecione um método para determinar a margem operacional (OM);
- 4. Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método escolhido;
- 5. Calcular o fator de emissão da margem construída (BM);
- 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

Etapa 1. Identifique os sistemas elétricos relevantes

O sistema elétrico no Brasil tem como principal subsistema o Sistema Interligado Nacional (SIN) – a rede nacional - e diversos sistemas isolados, localizados principalmente na Amazônia. Uma vez que a atividade de projeto irá produzir e entregar eletricidade ao SIN, este é o sistema relevante considerado.

Todas as informações requisitadas pela Ferramenta têm fonte no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade responsável por coordenar e controlar a operação de todas as instalações de geração e transmissão no Sistema Nacional. A AND brasileira definiu este sistema na Resolução nº 8 de 26/05/2008, disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf.



Etapa 2. Escolha incluir usinas não conectadas ao sistema elétrico do projeto

Os participantes do projeto escolheram a Opção I da Ferramenta e nenhuma usina não conectada ao SIN foi considerada nesta análise:

- Opção I: Apenas usinas conectadas ao sistema são incluídas no cálculo.

Etapa 3. Escolha o método para determinar a margem de operação (OM)

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

- (a) OM Simples; ou
- (b) OM Simples Ajustado; ou
- (c) OM Análise de Informações Despachadas; ou
- (d) OM Médio.

A AND brasileira calcula anualmente o fator de emissão do país com base na opção (c) OM Análise de Informações Despachadas e, portanto, os PP irão utilizar a fonte oficial de informações para o cálculo do fator de emissão.

Etapa 4. Calcule a margem de operação do fator de emissão de acordo com o método escolhido

(c) OM Análise de Informações Despachadas

O método OM de análise de informações despachadas ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas usinas conectadas ao sistema elétrico que efetivamente despacharam na margem durante a hora h em que o projeto estava gerando energia na rede. Este método não é aplicável à informações históricas e, portanto, requer o monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$.

O fator de emissão é calculado como segue:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \sum \frac{EG_{PJ,h} * EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Em que:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Análise de informações despachadas da margem de operação do fator de emissão CO₂ no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade despachada pela atividade de projeto na hora h do ano y (MWh)

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão CO₂ de usinas no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,y}$ = Total de eletricidade despachada pela atividade de projeto no ano y (MWh)

h = Horas no ano y em que a atividade de projeto despachou eletricidade

y = Ano em que a atividade de projeto despachou eletricidade



O fator de emissão horário é calculado com base na eficiência das usinas conectadas à rede e do tipo de combustível utilizado, como segue:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum EG_{n,h} * EF_{EL,n,y}}{\sum EG_{n,h}}$$

Em que:

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão CO₂ das usinas conectadas à rede no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{n,h}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada e entregue à usina n conectada à rede na hora h (MWh)

$EF_{EL,n,y}$ = Fator de emissão CO₂ da usina n conectada à rede no ano y (tCO₂/MWh)

n = Unidades conectadas à rede no topo do despacho

h = Horas no ano y em que a atividade de projeto despachou eletricidade à rede

A AND brasileira é responsável por fornecer $EF_{EL,DD,h}$ de modo que os Participantes do Projeto calculem a margem de operação do fator de emissão. Logo, esta informação deverá ser atualizada anualmente aplicando dados oficiais publicados pela AND, disponibilizados em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>.

Etapla 5. Calcule a margem de construção (BM) do fator de emissão

Os participantes do projeto escolheram a opção 2 estabelecida na “Ferramenta” para calcular a margem de construção (BM) do fator de emissão, como segue:

- Opção 2: Para o primeiro período de créditos, a margem de construção do fator de emissão deverá ser atualizada anualmente, *ex post*, incluindo as unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se tal informação até o ano de registro ainda não estiver disponível, incluir as unidades construídas até o ano mais recente em que as informações estão disponíveis. Para o segundo período de créditos, a margem de construção do fator de emissão deverá ser calculada *ex ante* conforme descrito na Opção 1 acima. Para o terceiro período de créditos, a margem de construção do fator de emissão deverá ser calculado conforme o segundo período de créditos.

A margem de construção do fator de emissão é o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO₂/MWh) de todas as usinas m durante o ano mais recente y em que a geração de eletricidade está disponível, calculada como segue:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum EG_{m,y}}$$

Em que:

$EF_{grid,BM,y}$ = Margem de construção do fator de emissão CO₂ no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{m,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada e entregue à rede pela usina m no ano y (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão CO₂ da usina m no ano y (tCO₂/MWh)

m = Usinas incluídas na margem de construção

y = Ano histórico mais recente em que a informação de geração de eletricidade está disponível



A AND brasileira é responsável por fornecer a margem de construção do fator de emissão que é utilizado no cálculo do fator de emissão do país. Logo esta informação será atualizada anualmente com informações oficiais publicadas pela AND e disponibilizadas em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>.

Etapla 6. Calcule a margem combinada do fator de emissão

O cálculo da margem combinada (CM) do fator de emissão ($EF_{grid,CM}$) tem como base um dos seguintes métodos:

- (a) CM média ponderada; ou
- (b) CM simplificado.

A opção (a) CM Média ponderada é aplicada como segue:

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

Em que:

$EF_{grid, OM,y}$ = Fator de emissão da margem de operação no ano y (tCO_2/MWh);

$EF_{grid, BM,y}$ = Fator de emissão da margem de construção no ano y (tCO_2/MWh);

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

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

De acordo com a Ferramenta, os seguintes valores padrão devem ser utilizados como W_{OM} e W_{BM} :

- Projetos de geração de energia eólica e solar: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ para o primeiro período de créditos e para os subseqüentes;
- Demais projetos: $W_{OM} = 0,5$ e $W_{BM} = 0,5$ para o primeiro período de obtenção de créditos, e $W_{OM} = 0,25$ e $W_{BM} = 0,75$ para o segundo e terceiro períodos de obtenção de créditos, a não ser que especificado de modo contrário na metodologia aprovada que faz referência à esta Ferramenta.

No caso da PCH Divisa, a ponderação de ambas as margens de operação e construção utilizam o valor padrão de 50%.

Emissões do projeto

Para a maioria dos projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis, $PE_y = 0$. No entanto, as seguintes categorias de atividades de projetos devem ser consideradas seguindo o procedimento descrito na versão mais recente da metodologia ACM0002:

- Emissões relativas à operação de usinas de geração geotérmica (e.g. gases não condensáveis, consumo de eletricidade/combustíveis fósseis);
- Emissões vindas do reservatório de água das hidroelétricas.

Ademais, emissões de CO_2 oriundas do consumo *on-site* de combustíveis fósseis devido à atividade de projeto devem ser calculadas utilizando a última versão da “Ferramenta para calcular emissões de CO_2 do projeto ou de fuga pela combustão de combustíveis fósseis”.



De acordo com a ACM0002, para projetos de geração hidrelétrica que resultam em novos reservatórios e atividades de projeto que resultam no aumento de reservatórios existentes, os participantes do projeto devem considerar emissões de CH₄ e CO₂ provenientes pelo reservatório se (a) a densidade de energia (PD) do projeto for maior do que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m².

A densidade de energia da PCH Divisa, como demonstrado na seção B.2, é 158,82 W/m². Ademais, a atividade de projeto não irá consumir nenhum tipo de combustível fóssil em seu local, nem durante sua construção e operação e, portanto, não há emissões de CO₂ do local pelo consumo de combustíveis fósseis devido à atividade de projeto que devem ser consideradas. Assim, o projeto não precisa considerar nenhum tipo de emissões próprias, PE_y = 0.

Vazamentos do projeto

Se o equipamento de geração de energia for transferido para outra atividade, nenhum vazamento é considerado.

Uma vez que não há transferência de equipamentos para a construção da PCH Divisa, não há nenhum vazamento a ser contado, LE_y = 0

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado / Parâmetro:	W_{OM}
Unidade do dado:	%
Descrição:	Peso Margem de Operação
Fonte do dado utilizado:	Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico
Valor aplicado:	50
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição aplicados:	Cálculo do Fator de Emissão.
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	W_{BM}
Unidade do dado:	%
Descrição:	Peso Margem de Operação
Fonte do dado utilizado:	Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico
Valor aplicado:	50
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição aplicados:	Cálculo do Fator de Emissão.
Comentários:	-



Dado / Parâmetro:	A_{BL}
Unidade do dado:	m ²
Descrição:	Área do reservatório medido na superfície da água, antes da implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte do dado utilizado:	ACM0002 – Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição aplicados:	De acordo com a metodologia, para novos reservatórios este valor é zero.
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	Cap_{BL}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implantação da atividade de projeto
Fonte do dado utilizado:	ACM0002 – Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição aplicados:	De acordo com a metodologia, para novas usinas este valor é zero.
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	EF_{Res}
Unidade do dado:	kgCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de emissão padrão do reservatório
Fonte do dado utilizado:	Decisão do EB23
Valor aplicado:	90
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição aplicados:	-
Comentários:	-



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

Como demonstrado na seção B.6.1, não há vazamentos ou emissões do projeto a serem consideradas no cálculo de redução de emissões. Portanto, a redução de emissões é calculada como:

$$ER_y = BE_y$$

Sendo:

ER_y = Redução de emissões no ano y (tCO_2/y);

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO_2/y);

$$ER_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2,grid,y}$$

Sendo:

ER_y = Redução de emissões no ano y (tCO_2/y);

$EG_{BL,y}$ = Quantidade de eletricidade fornecida ao sistema como resultado da implantação do projeto no ano y (MWh);

$EF_{CO_2,grid,y}$ = Fator de emissão do sistema no ano y (tCO_2/MWh).

Como a AND Brasileira publica o fator de emissão para o sistema nacional, os últimos valores publicados²¹ EF foram utilizados para estimar a redução de emissões do projeto e são os que seguem:

Fator de Emissão - Média Anual da Margem de Construção (tCO_2/MWh)	
2010	
0,1404	

Fator de Emissão – Média Mensal da Margem de Operação (tCO_2e/MWh) – 2010											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,2111	0,2798	0,2428	0,2379	0,3405	0,4809	0,4347	0,6848	0,7306	0,732	0,7341	0,6348

*Média da margem de operação em 2010 = 0,478667

Como descrito na seção B.6.1, o cálculo do fator de emissão é como segue:

$$EF_{grid, OM,y} = 0,5 * 0,1404 + 0,5 * 0,478667$$

$$EF_{grid, OM,y} = 0,0702 + 0,239333$$

$$EF_{grid, OM,y} = 0,309533 \text{ } tCO_2/MWh$$

²¹ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora>



Espera-se que a PCH Divisa gere aproximadamente 86.365 MWh/ano, com base em uma energia assegurada de 9,859 MW médios.

Portanto, a redução de emissões do projeto é:

$$ER_y = 86.365 * 0,309533$$

$$ER_y = 26.733 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

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

Ano	Estimativa de Emissões da Atividade de Projeto tCO ₂ e	Estimativa de Reduções de Emissão de Linha de Base tCO ₂ e	Estimativa de Fugas tCO ₂ e	Estimativa de Reduções de Emissão tCO ₂ e
2013	0	26.730	0	26.730
2014	0	26.730	0	26.730
2015	0	26.730	0	26.730
2016	0	26.730	0	26.730
2017	0	26.730	0	26.730
2018	0	26.730	0	26.730
2019	0	26.730	0	26.730
Total tCO₂e	0	187.131	0	187.131



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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Dado/parâmetro:	$EG_{BL,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de eletricidade líquida fornecida à rede como resultado da implantação da atividade de projeto MDL no ano y
Fonte do dado a ser usado:	Medidor de energia na saída da PCH
Valor do dado:	86.365
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Há dois medidores no ponto de saída do projeto: o principal e o de retaguarda. Ambos são do tipo bi-direcional. Quando o medidor principal falhar e não operar normalmente, o medidor de retaguarda iniciará as medições de modo que a informação de geração não será perdida. A calibração dos medidores será realizada a cada dois anos, de acordo com o regulamento do Operador Nacional do Sistema – ONS. Medidores de alta voltagem irão enviar a informação de geração para os seguintes pontos: 1. Painel de Controle Operacional da PCH; 2. ONS – via VPN; 3. CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) na qual os totais mensais serão utilizados para fatura de comercialização. Serão utilizadas planilhas obtidas mensalmente dos medidores com dados da geração horária de energia elétrica, que serão comparadas com as planilhas de geração mensal disponíveis no site da CCEE.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	A energia fornecida pela atividade de projeto à rede será checada duplamente por controle interno e recibos de venda ou por evidências da Câmara Comercializadora de Energia Elétrica - CCEE.
Comentários:	-



Dado/parâmetro:	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Margem de operação do fator de emissão CO ₂ do sistema da atividade de projeto no ano y
Fonte do dado a ser usado:	Cálculo de $EF_{grid,OM,y}$ é fornecido pelo MCT/ONS de acordo com a “Fermenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Valor do dado:	0,478667
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A margem de operação do fator de emissão é calculado pela CIMGC com informações do ONS. O parâmetro $EF_{grid,OM,y}$ e os itens que compõe sua fórmula serão monitorados e calculados pela CIMGC e ONS com informações despachadas do SIN.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Estes dados serão aplicados no cálculo ex-post do fator de emissão. Os dados serão preenchidos anualmente (arquivo eletrônico). Os dados serão arquivados eletronicamente até dois anos após a conclusão do período de crédito.
Comentários:	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .

Dado/parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Margem de construção do fator de emissão CO ₂ do sistema elétrico do projeto no y
Fonte do dado a ser usado:	O cálculo do $EF_{grid,BM,y}$ será realizado pelo MCT/ONS.
Valor do dado:	0,1404
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A margem de construção do fator de emissão será calculada pela CIMGC com informações do ONS. O parâmetro $EF_{grid,BM,y}$ e os itens que compõe sua fórmula serão monitorados e calculados pela CIMGC e ONS com informações despachadas do SIN.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Estes dados serão aplicados em ex-post cálculo do fator de emissão. Os dados serão apresentados anualmente (arquivo eletrônico). Os dados serão arquivados eletronicamente até dois anos após a conclusão do período de crédito.
Comentários:	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .



Dado/parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Margem combinada do fator de emissão CO ₂ do sistema elétrico do projeto no ano y
Fonte do dado a ser usado:	Dado para o cálculo de $EF_{grid,CM,y}$ providenciado pelo MCT/ONS.
Valor do dado:	0,309533
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão ex-post será calculado pelo MCT, com dados do ONS. O parâmetro $EF_{grid,CM,y}$ e os itens que compõe sua fórmula, $EF_{grid,BM,y}$ e $EF_{grid,OM,y}$ serão monitorados e calculados pelo CIMGC e ONS, com o despacho de informações do sistema elétrico. Este valor será atualizado anualmente de acordo com cálculos do MCT para o SIN.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Esta informação é de fonte oficial e publicamente disponível. Margem de erro para os dados é baixa.
Comentários:	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .

Dado/parâmetro:	A_{PJ}
Unidade do dado:	m ²
Descrição:	Área da superfície do reservatório no nível máximo
Fonte do dado a ser usado:	Divisa Energia S.A.
Valor do dado:	68.000
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A área da superfície do reservatório é definida na Licença de Operação e será monitorada anualmente. Um relatório técnico será emitido anualmente para confirmar o valor deste parâmetro.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentários:	Este valor será utilizado para calcular a densidade de potência do reservatório. Tem impacto na aplicabilidade da metodologia e nos cálculos das Reduções Certificadas de Emissão da atividade de projeto.



Dado/parâmetro:	Cap _{PJ}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da planta hidrelétrica após a implantação da atividade de projeto.
Fonte do dado a ser usado:	Divisa Energia S.A.
Valor do dado:	10.800.000
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A capacidade instalada do projeto é definida pelo conjunto turbo-gerador e não será alterada. Estes equipamentos serão verificados anualmente para garantir que não tenham sido alterados.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentários:	Este valor não sofrerá alterações. Este valor será utilizado para calcular a densidade de potência do reservatório. Tem impacto na aplicabilidade da metodologia e nos cálculos das Reduções Certificadas de Emissão da atividade de projeto.

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

Os dados que devem ser monitorados durante a vida útil prevista no contrato da atividade de projeto é a quantidade de eletricidade gerada e fornecida à rede como resultado da implantação da atividade de projeto CDM ($EG_{BL,y}$), que o dono do projeto medirá continuamente, conforme os procedimentos estabelecidos pela metodologia de monitoramento aprovada "AMS-I.D Geração de energia renovável em plantas conectadas à rede" (versão 17) de redução de emissões de projetos de pequena escala.

Os procedimentos de monitoramento para a medição, controle e garantia de qualidade estão descritos a seguir. O fator de emissão da rede, que será aplicado *ex-post*, é publicado anualmente pela Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC), a AND brasileira.

Procedimentos de Monitoramento

As medições de energia gerada e entregue à rede serão realizadas por dois medidores redundantes de três fases e quatro fios eletrônicos, que irão enviar os dados para a rede por meio de um gateway. A medição da geração elétrica será feita em dois pontos:

- No ponto de saída da casa de força (energia total produzida);
- No ponto de saída da subestação, ponto em que a energia é despachada para a rede nacional, integrada com o sistema de controle da subestação, este medidor irá transmitir suas medições para:
 - ONS (Operador Nacional do Sistema) – via VPN; e
 - CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), regulador oficial do mercado elétrico, que atua para o registro dos contratos e transações. A CCEE utiliza informação da geração de energia para elaborar as faturas de serviço de transmissão entre o gerador e o consumidor final, entre outros usos.

A figura abaixo mostra um diagrama unifilar simplificado indicando a localização dos instrumentos:

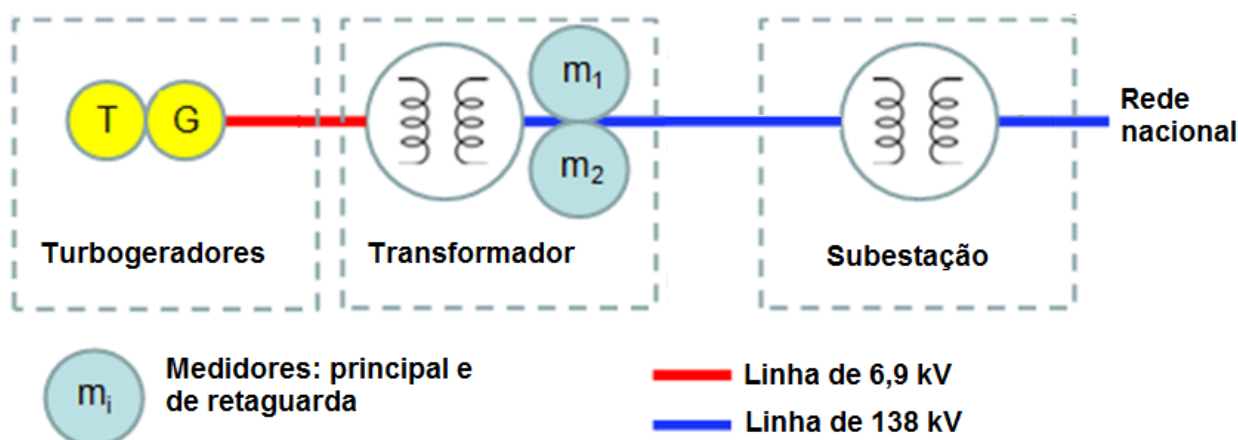


Figura 9 – Diagrama unifilar simplificado

Todos os procedimentos para a medição da eletricidade são definidos pelo ONS de acordo com o "Módulo 12" do documento Procedimentos de Rede, que prevê medições com fins de fatura com o objetivo de estabelecer as responsabilidades, a sistemática e os prazos para o desenvolvimento de projetos no âmbito do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), para a manutenção e inspeção do sistema e para leituras padrão do medidor e certificação do SMF.

Estrutura de Gerenciamento e Organizacional

Todas as faturas e outros documentos fiscais serão armazenados no sistema de contabilidade da Divisa Energia S.A.

A pessoa responsável pela reunião e armazenamento dos dados é o gerente do projeto, que é responsável por acompanhar o registro da atividade de projeto da PCH Divisa.

A Divisa Energia irá proceder com todas as medidas necessárias para a medição da energia e seu monitoramento. Ademais, a partir de informações adquiridas da ANEEL e do ONS, será possível monitorar a geração de energia da PCH Divisa e o mix de geração elétrica da rede.

Controle e Garantia da Qualidade

Calibração

A calibração dos medidores será realizada de acordo com o Sub-Módulo 12.5 "Certificação de padrões de trabalho" do ONS, que atribui responsabilidades relativas à certificação de padrões e estabelece as atividades necessárias à orientação dos agentes responsáveis pela manutenção do Sistema de Medição para Faturamento - SMF no que concerne à garantia da rastreabilidade e à calibração dos seus padrões de trabalho em referência aos padrões do INMETRO ou dos laboratórios da Rede Brasileira de Calibração - RBC.

Quando dúvidas forem detectadas em qualquer um dos medidores, uma ordem é emitida para sua calibração, teste e reparação.



Manutenção e procedimentos de treinamento

A Divisa Energia é responsável pela manutenção dos equipamentos de monitoramento para lidar com possíveis ajustes e incertezas referentes às suas informações.

A Divisa Energia é responsável pelo gerenciamento do projeto, bem como pela organização e treinamento adequado de equipe para técnicas de monitoramento, medição e reportagem.

Arquivo de informações

Todas as informações de medição de energia são armazenadas de acordo com o Sub-Módulo 12.4 “Coleta de dados de medição para faturamento” do ONS, o qual estabelece as responsabilidades e as atividades relativas à coleta direta e/ou passiva de dados de energia elétrica e de qualidade da energia elétrica (QEE) dos medidores dos SMF. A coleta direta dos dados do SMF é realizada por meio do acesso direto aos medidores pelo SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia).

O SCDE é responsável pela coleta diária e tratamento dos dados de medição, sendo a aquisição destes dados realizada de forma automática, diretamente ao medidor. Este sistema possibilita a realização de inspeções lógicas com acesso direto aos medidores proporcionando maior confiabilidade e acuracidade dos dados obtidos.

A frequência de armazenamento e submissão das informações referentes à PCH Divisa será anual.

De acordo com um procedimento interno da PCH Divisa, todas as informações coletadas como parte do plano de monitoramento serão armazenadas eletronicamente e serão mantidas por um período de dois anos após a última emissão de créditos. Os procedimentos de coleta e armazenamento dos dados está descrito no documento “*Procedimento para Controle e Armazenamento de Documentos Relacionados à Movimentação dos Créditos de Carbono da PCH Divisa*”.

B.8 Data de término da aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento e nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(is):

Data em que a versão inicial da seção de linha de base e da metodologia de monitoramento foi finalizada (06/06/2012)

Nome da pessoa / entidade responsável pela linha de base –

Empresa: Carbon do Brasil Consultoria Empresarial Ltda.
Rua: Bela Cintra 746, cj 102
Cidade: São Paulo
CEP: 01415-000
País: Brasil
Pessoa de contato: Sergio Augusto Weigert Ennes
Título: Diretor de projetos
Telefone: +55 (11) 3259-4033
Fax: +55 (11) 3259-4033
E-mail: sergio.ennes@luminaenergia.com.br



SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto/período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade do projeto:

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

01/03/2010, data em que o contrato de construção foi assinado com a Construtora Quebec Ltda.

O contrato Quebec foi a primeira ação real e o primeiro comprometimento financeiro de peso dos participantes de projeto referente à implantação da atividade de projeto.

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

21a-10m, de acordo com o Contrato de Concessão da ANEEL nº 23 de 27/01/2004.

C.2. Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:

C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável:

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

01/01/2013

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

7a-0m

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:

C.2.2.1. Data de início:

Não aplicável.

C.2.2.2. Duração:

Não aplicável.



SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Se solicitado pela Parte anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto:

A Resolução CONAMA n° 06/1987 estabelece que usinas hidroelétricas com até 30 MW não necessitam realizar um Estudo de Impacto Ambiental (EIA-RIMA). Nestes casos, o Projeto Básico Ambiental (PBA) é necessário.

A legislação nacional requer a emissão das seguintes licenças ambientais:

- Licença Prévia – emitida durante a fase preliminar do planejamento do projeto, atesta viabilidade ambiental e contendo requerimentos básicos a serem apresentados durante a construção e operação.
- Licença de Instalação;
- Licença de Operação – emitida antes do fechamento da barragem.

A atividade de projeto já obteve as seguintes licenças e autorizações:

DOCUMENTO	DATA	DESCRIÇÃO	ENTIDADE RESPONSÁVEL
Resolução Autorizativa n° 23	27/01/2004	Autoriza a Maggi Energia S.A. a se estabelecer como produtor independente de energia para explorar a PCH Divisa.	ANEEL
LO n° 302.000/2011	07/04/2011 até 06/04/2014	Licença de operação da PCH Divisa.	SEMA

Tabela 12 – Licenças e autorizações da PCH Divisa



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

A PCH Divisa satisfaz os requerimentos ambientais necessários para sua implantação, como demonstrado na Tabela 12. Ainda assim, quando do desenvolvimento do Projeto Básico do projeto, os principais impactos ambientais negativos potenciais pela construção da PCH Divisa foram identificados e discutidos. O Projeto Básico Ambiental da atividade de projeto propõem uma série de medidas de prevenção e/ou mitigação destes impactos, que estão distribuídos em 13 Programas Ambientais, descritos a seguir.

A implantação dos programas é de responsabilidade direta do empreendedor Maggi Energia S.A., sendo monitorada pela equipe de Monitoramento Ambiental, cuja estrutura prevê a participação de especialistas a serem contratados para atividades específicas, enquanto a responsabilidade da(s) construtora(s) é a implementação de todas as ações corretivas que venham a ser solicitadas.

1. Monitoramento Limnológico e de Qualidade da Água

O Programa viabilizará a identificação, prevenção e controle dos problemas do ambiente aquático durante a etapa de construção, além de subsidiar o Programa de Monitoramento da Ictiofauna. O padrão de qualidade das águas no trecho de interesse do Rio Formiga antes do início de obras será estabelecido e a sua variação ao longo do período de construção monitorada. As alterações na qualidade das águas decorrentes das atividades de construção serão oportunamente identificadas. Conforme mencionado, a presença de vetores de doenças de veiculação hídrica será investigada no Programa de Monitoramento Epidemiológico e de Controle de Vetores. Fenômenos como estratificação térmica, eutrofização e crescimento de macrófitas aquáticas também serão verificados de maneira periódica, motivando as ações corretivas pertinentes.

2. Monitoramento Hidrossedimentológico

Um dos aspectos importantes do processo de captação de água para geração de energia elétrica é a vida útil do reservatório. Surge, então, a necessidade do acompanhamento da sedimentação de materiais sólidos trazidos para o reservatório.

O transporte de sedimentos pelos rios e córregos ocorre naturalmente pelo lixiviamento das margens e a partir da ação das chuvas, quando o solo é transportado para a calha dos rios. Também a ação antrópica, como o desbarrancamento de margens por supressão de mata ciliar, por exemplo, contribuem para o aumento das taxas de assoreamento destes corpos d'água.

Assim, o monitoramento das taxas de assoreamento é fundamental para subsidiar ações de manutenção e tomada de medidas corretivas, além de favorecer o conhecimento das taxas de assoreamento e de sedimentação. Além disso, o conhecimento do tipo de material sedimentado permite uma avaliação do comportamento hidrodinâmico do barramento e do rio a montante, auxiliando no controle dos impactos detectados.



3. Programa Geológico, Geotécnico, de Controle de Erosão e Contenção de Taludes

Processos erosivos podem ocorrer devido à existência de solos de baixa coesão nas margens do reservatório.

De forma geral, a estabilidade ou a erodibilidade de taludes e encostas marginais são definidas pelos seguintes fatores:

- Características dos solos de cobertura;
- Presença de cobertura vegetal e suas características;
- Uso e ocupação do solo, destacando-se a construção de caminhos de acessos.

Os processos de erosão e instabilização de encostas marginais podem aumentar o risco de assoreamento marginal do lago, provocando alterações temporárias e localizadas na qualidade da água e na ictiofauna.

4. Gestão Ambiental e Regularização Mineral das Áreas Fonte de Material de Construção e Áreas de Deposição de Material Excedente

Este programa visa gerenciar a exploração de áreas fonte de material de construção para as obras de implantação da PCH Divisa, além de auxiliar a regularização mineral das áreas ainda não regularizadas junto aos órgãos responsáveis.

Para as obras de implantação da PCH Divisa, as áreas fonte de material de construção serão de dois tipos, sendo o primeiro deles as jazidas de argila e o segundo, as cascalheiras. Os demais materiais de construção, como pedra, brita e areia, serão comprados de estabelecimentos comerciais já estabelecidos e devidamente licenciados. Como se trata de operação comercial, será verificada a regularização da exploração desses materiais pelos comerciantes junto ao DNPM. Caso não seja possível adquirir todos os materiais de fornecedores regularizados, este Programa prevê o assessoramento ao Empreendedor no que diz respeito à regularização deste comércio.

Quanto às jazidas de argila e às cascalheiras, em se tratando de utilização das mesmas apenas para as obras, sem previsão de comercialização do material extraído, não há necessidade de solicitação de autorização junto ao DNPM.

O Programa contemplará também os procedimentos de gestão ambiental das áreas de deposição de material excedente, como os bota-foras de solo proveniente de escavações e bota-espera de material vegetal.

5. Recuperação de Áreas Degradadas

O Programa de recuperação de áreas degradadas (PRAD) é uma importante ferramenta na mitigação dos impactos gerados por qualquer tipo de empreendimento que modifique a paisagem natural, uma vez que nele são apresentadas a localização e as ações voltadas para a recuperação dessas áreas. Contudo, quando o empreendimento é realizado de forma ambientalmente correta, o PRAD se torna um estudo de fácil execução, uma vez que todas as obras, antes mesmo de serem iniciadas, já contemplam esse viés ambiental, ou seja, refletem a prática da boa engenharia.



Na fase final dos serviços, será necessário implementar um conjunto abrangente de procedimentos de desativação de maneira a garantir a recuperação de áreas degradadas e a instauração de processos de regeneração natural antes da finalização das obras. Como esses procedimentos de desativação são de vital importância para a efetiva mitigação dos impactos construtivos e para garantir que as condições pós-encerramento situem-se próximas às condições anteriores à intervenção, exigindo um esforço concentrado do Empreendedor e das empresas contratadas, eles são consolidados em um Programa Ambiental específico.

Será ressaltado que a maior parte das atividades relacionadas com este Programa somente poderá ser iniciada com o término das obras e a completa desmobilização das frentes de serviço, visto que para a recuperação destas áreas afetadas é necessário primeiramente que o fator impactante ou degradante seja finalizado e eliminado para que as intervenções necessárias à recuperação sejam iniciadas.

6. Monitoramento da Ictiofauna

Empreendimentos que modificam o curso dos corpos d'água, como é o caso da instalação de uma PCH, acabam por alterar as comunidades bióticas existentes, principalmente a ictiofauna.

Especialmente para os organismos aquáticos, estão associados três fatores que desempenham importante papel na manutenção das comunidades: a qualidade da água, que deve ter suas características e propriedades físico-químicas adequadas; a vegetação ciliar, que constitui o início da cadeia alimentar para a maioria dos organismos de água doce; e o regime hidrológico, o qual condiciona os mais variados comportamentos da fauna aquática.

Dessa forma, o monitoramento da comunidade ictiofaunística é de grande importância no que diz respeito à minimização dos impactos gerados. Ressalta-se também que para obtenção do licenciamento ambiental é necessário um plano de salvamento de peixes para quando do enchimento do reservatório.

7. Monitoramento Epidemiológico e de Controle de Vetores

Diante da crescente demanda por energia elétrica no país, há a proposta de implantação da PCH Divisa no Rio Formiga, na região noroeste do Estado do Mato Grosso, no município de Campos de Júlio.

A modificação do fluxo natural das águas de um rio, devido ao represamento, pode gerar impactos diversos no meio ambiente, como também sobre as comunidades estabelecidas nas áreas de influencia, devendo-se considerar, no caso da PCH Divisa, que não há núcleos habitados no entorno do local do aproveitamento.

Os insetos da família *Culicidae*, da Subfamília *Phlebotominae* denominados mosquitos-palha ou flebotomíneos (família *Psychodidae*) e os da Subfamília *Triatominae* (“bicho barbeiro”) nessas áreas de intensa mudança, serão vistos com atenção, por representarem táxons com várias espécies de interesse em Saúde Pública. Trata-se de espécies veiculadoras de patógenos ao homem, como os agentes infecciosos da filariose, malária, febre amarela, dengue, arboviroses diversas e leishmaniones cutânea/visceral.

Os mosquitos sofrem os efeitos de novos fatores impostos, nas transformações de ambientes lânticos em lóticos, resultantes do fechamento das barragens. Antes dessa transformação radical, sobrevivem, na fase imatura, nas planícies de inundação dos rios, geralmente em remansos de águas lentas ou paradas, em



lagoas e brejos. Com a inundação, todos esses habitats são praticamente submersos, porém surgem novos ambientes propícios ao estabelecimento de nova sucessão ecológica e o rearranjo de uma nova composição faunística.

Os flebotomíneos, cujos imaturos vivem em solos úmidos, geralmente nos terrenos de áreas umbrosas, sofrem também severo impacto, com o desmatamento e a inundação. São assim deslocados para fora da planície de inundação e tendem a sofrer readaptação, nas áreas arbóreas que devem prevalecer junto à lâmina d'água da nova represa.

Demanda-se também, grande preocupação quanto ao período de construção da barragem, fase que atrai para região os trabalhadores, geralmente provenientes de áreas distantes sem qualquer informação de doenças endêmicas. Esses podem desencadear a introdução de novos patógenos na área, principalmente relacionados às doenças parasitárias. Assim, as áreas do canteiro de obras, suas imediações, bem como as instalações de moradias, serão monitoradas quanto aos riscos da presença de vetores e a possibilidade da emergência de agravos.

Portanto, a necessidade de se levantarem dados e informações quanto às questões sanitárias, na área de influencia das novas represas para geração de energia, principalmente relativas aos vetores de patógenos, por meio dos insetos hematófagos justificando-se a pesquisa. Acresce-se que o levantamento dessas informações permitirá reunir elementos para a aplicação da Vigilância Entomológica e medidas preventivas ou corretivas, em caso de necessidade.

8. Monitoramento da Fauna

A PCH Divisa será implantada no rio Formiga, contribuinte do rio Juína, que por sua vez deságua no rio Juruena. No segundo semestre de 2006 foram realizados levantamentos faunísticos para a região do Alto Juruena como parte do licenciamento ambiental dos aproveitamentos energéticos no rio Juruena (AHes Juruena e Cachoeirão e PCH Jesuíta). Diversos táxons, incluindo os grupos dos mamíferos de pequeno, médio e grande porte, além de morcegos, aves e a herpetofauna foram levantados. Para algumas espécies, esses dados podem ser representativos da fauna existente na região de implantação da PCH Divisa.

Conforme os resultados obtidos nas campanhas de campo, a fauna terrestre é representada por espécies amazônicas e do cerrado, sendo considerada como uma fauna transicional.

9. Monitoramento Florestal

O presente programa de monitoramento de flora visa avaliar a evolução do grau de conservação ou degradação da estrutura dos diferentes fragmentos florestais interceptados em função das obras de implantação da PCH Divisa, bem como monitorar as alterações sobre essa vegetação e seu entorno.

10. Plano de Enchimento do Reservatório e Plano de Resgate da Fauna e Flora

Empreendimentos que modificam a paisagem natural acabam por impactar os vários nichos ecológicos, principalmente aqueles que se referem à fauna e à flora. Dessa forma, torna-se necessário o desenvolvimento de um Plano de Enchimento do Reservatório e, em consonância a este, um Plano de Resgate da Fauna e Flora, que apresente, em suas atividades, a captura e o reassentamento de animais silvestres, bem como a coleta e a preservação de algumas espécies da flora existentes nas áreas a serem atingidas pela supressão de vegetação, realizada para a formação do reservatório.



11. Educação Ambiental e Comunicação Social

A Lei nº 9.795, de 27/04/1999, instituiu a Política Nacional de Educação Ambiental, onde se define a educação ambiental como “processos por meio dos quais o indivíduo e a coletividade constroem valores sociais, conhecimentos, habilidades, atitudes e competências voltadas para a conservação do meio ambiente, bem de uso comum do povo, essencial à sadia qualidade de vida e sua sustentabilidade” (art. 1).

O plano de comunicação social é justificado pela construção de empreendimentos de geração de energia elétrica, mesmo as de pequeno porte, que interferem direta e indiretamente na vida da população, alterando seu cotidiano e criando expectativas e demandas diferenciadas quanto à sua implantação e operação. A ausência de informações básicas relativas ao empreendimento cria condições para divulgação de notícias equivocadas, o que acaba por gerar um clima de insegurança em nível local. A ausência de informações tende, ainda, a funcionar como um complicador para a execução das ações que visam mitigar os impactos gerados pela construção da usina.

12. Prospecção, Resgate e Preservação do Patrimônio Arqueológico, Histórico e Cultural

O programa de prospecção arqueológica foi elaborado de acordo com as normas e os procedimentos exigidos pelas Portarias nº 07/88 e 230/02 do IPHAN, as quais dispõem sobre os pedidos de autorização para o desenvolvimento de pesquisas arqueológicas.

Conforme o art. 20 da Constituição Federal do Brasil e a Lei 3.924/61, os bens arqueológicos são considerados bens da União e devem ser estudados antes que qualquer obra possa vir a comprometê-los.

A implantação de uma PCH potencialmente lesiva aos bens ambientais e culturais encontrados no subsolo exige um programa de prospecção arqueológica em locais que sofrerão impactos diretos e indiretos da obra.

13. Controle Ambiental na Etapa de Construção – Manual de Monitoramento

Para assegurar o cumprimento das condicionantes e compromissos ambientais decorrentes do processo de licenciamento ambiental da PCH Divisa, o empreendedor contará com um programa de controle ambiental das obras. O objetivo deste programa é de supervisionar e documentar de maneira extensiva e ininterrupta a execução das obras, e a respectiva aplicação das devidas medidas mitigadoras e compensatórias.



SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

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

De acordo com as Resoluções nº 1 de 01/09/2003 e nº 7 de 07/03/2008, da Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC), a AND brasileira, quaisquer projetos de MDL devem enviar cartas descrevendo suas atividades e solicitando comentários às partes interessadas locais. Cartas-convite foram enviadas em 16/06/2011 para os agentes listados abaixo (cópias das cartas e de seus respectivos avisos de recebimento serão disponibilizadas quando solicitados).

- Ministério Público Federal;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – FBOMS;
- Ministério Público Estadual do Mato Grosso;
- Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Mato Grosso;
- Prefeitura Municipal de Campos de Júlio – MT;
- Câmara dos Vereadores de Campos de Júlio – MT;
- Secretaria de Meio Ambiente de Campos de Júlio - MT;
- Associação Comercial e Industrial de Campos de Júlio.

O DCP da PCH Divisa está disponível no seguinte link: <http://www.luminaenergia.com.br/>

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido.

E.3. Relato de como os comentários recebidos foram devidamente considerados:

Nenhum comentário foi recebido.



Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO

Organização:	Divisa Energia S.A.
Rua/Caixa Postal:	Estrada do Pontal, km 31,3
Edifício:	-
Cidade:	Campos de Júlio
Estado/Região:	Mato Grosso
CEP:	78307-000
País:	Brasil
Telefone:	-
FAX:	+55 65 3318.4800 / +55 65 3383.5400
E-mail:	maggi.energia@grupomaggi.com.br
URL:	-
Representado por:	-
Cargo:	Diretor
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Rupert
Nome:	Roberto
Departamento:	Superintendente
Celular:	+55 65 9915.8480
FAX direto:	-
Tel. direto:	+55 65 3318.4842
E-mail pessoal:	roberto.rupert@grupomaggi.com.br

Organização:	Mitsubishi Corporation
Rua/Caixa Postal:	3-1, Marunouchi 2-chome, Chiyoda-ku
Edifício:	-
Cidade:	Tokyo
Estado/Região:	-
CEP:	100-8086
País:	Japão
Telefone:	-
FAX:	-
E-mail:	-
URL:	www.mitsubishicorp.com
Representado por:	-
Cargo:	-
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Tsuyoshi
Nome:	Nakamura
Departamento:	-
Celular:	-
FAX direto:	-
Tel. direto:	+81-3-3210-4589



E-mail pessoal:	tsuyoshi.nakamura@mitsubishicorp.com
-----------------	--

Organização:	Carbon do Brasil Consultoria Empresarial Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Bela Cintra 746, Conjunto 102
Edifício:	-
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01415-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 11 3259- 4033
FAX:	-
E-mail:	-
URL:	-
Representado por:	-
Cargo:	Diretor
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Galvão
Nome:	Clóvis
Departamento:	-
Celular:	+55 11 8262.5353
FAX direto:	-
Tel. direto:	-
E-mail pessoal:	clovis.badaro@luminaenergia.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamentos públicos para esse projeto.



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Em Julho 2005, um grupo de trabalho composto pelo Ministério de Minas e Energia – MME e o Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, com a participação do Operador do Sistema Elétrico (ONS), foi criado para disponibilizar para os proponentes de projetos MDL as informações necessárias para atividades de projetos ligados a rede. De acordo com a versão 2 da metodologia ACM0002, qual era a versão mais recente na época, a análise dos dados de despacho foi indicada como o método mais adequado para calcular os fatores de emissão, mas exigiu informações diárias detalhadas sobre o despacho de energia de cada subsistema.

O MME, MCT e NOS trabalharam juntos para ajustar a metodologia para as circunstâncias particulares do sistema elétrico Brasileiro. Para assegurar a transparência do processo, os detalhes do critério adotado na aplicação da metodologia no Brasil são amplamente disseminados na página virtual do MCT (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/50862.html>). Além disso, duas reuniões foram feitas com especialistas e partes interessadas em projetos em desenvolvimento, um no Rio de Janeiro, em 20 de Março 2007, antes da divulgação dos resultados, e outra em Brasília, em 16 de Agosto 2007, para discutir do critério utilizado. A questão mais importante para proponentes do projeto não foi a metodologia, mas a definição do número de subsistemas no SIN.

O grupo de trabalho, após discutir problemas relevantes, proposto pela adoção de quatro subsistemas, seguindo a subdivisão adotada pelo ONS no despacho pelo SIN, que é Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Fatores de emissão de CO₂ têm sido calculados sistematicamente pelo ONS desde Janeiro de 2006 e publicado na página virtual do MCT. Concomitantemente o Comitê Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC, uma divisão do MCT) submeteu ao Conselho Executivo do MDL uma descrição de como a metodologia ACM0002 foi aplicada no Brasil.

A estrutura de quatro subsistemas então adotada diferiu da estrutura adotada pela grande maioria dos projetos já submetidos ao CIMGC, quais consideraram apenas dois subsistemas (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste).

Para ampliar o debate, o CIMGC fez uma Consulta Pública de 7 de dezembro 2007 a 31 de janeiro 2008, exigindo comentários no critério adotado para a aplicação da metodologia ACM0002 no Brasil. Como resultado, 21 submissões foram recebidas de várias instituições envolvidas na questão. As contribuições criticaram principalmente a estrutura de quatro subestações (qual foi questionada por todas as submissões). A adoção de quatro subsistemas foi apoiada por apenas uma submissão; os outros preferiram a adoção de dois subsistemas ou apenas um sistema. Outras questões adereçadas eram de viabilizar projetos de energia renovável em regiões diferentes, ajustando a metodologia ACM0002 ao SIN, e possíveis definições retratando restrições de transmissão no MDL, além de outros.

Em 25 de Fevereiro 2008, uma reunião do grupo de trabalho foi feita para considerar as submissões. Como críticas focaram na estrutura de subsistemas, o grupo analisou as alternativas sugeridas, quais podem ser agrupadas em:

- 1) Quatro Subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul.
- 2) Dois Subsistemas: Norte/Nordeste, Sul/Sudeste/Centro-Oeste.



3) Um único sistema.

Deve se notar que durante o período de Consulta Pública, o Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo aprovou em Bonn, Alemanha, uma nova versão (número 7) da metodologia ACM0002, qual indica a ferramenta metodológica específica para calcular o fator de emissão de sistemas elétricos. A respeito do número de subsistemas de uma rede elétrica, essa ferramenta apresentou dois critérios que poderiam ser utilizados para identificar restrições de transmissão entre dois subsistemas. Tal critério, que são reproduzidas abaixo, não são mandatárias nem suplementares, mas apenas critérios possíveis para identificar restrições significantes de transmissão, como sugerido na ferramenta metodológica:

- a) Em caso de sistemas elétricos com mercados locais para eletricidade, quando há diferenças no preço da eletricidade (sem custos de transmissão e distribuição) de mais que 5% entre os sistemas durante 60% ou mais das horas do ano.
- b) Quando a linha de transmissão é operada a 90% ou mais de sua capacidade nominal durante 90% ou mais das horas no ano.

O grupo de trabalho utilizou a alternativa (1) – configuração dos quatro subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul) – para verificar a possibilidade de utilizar a alternativa (2), por meios de análises de possíveis restrições de transmissão entre Norte e Nordeste, por um lado, e entre o Sul e Sudeste/Centro-Oeste, no outro, de acordo com os critérios propostos (a) e (b). Simulações foram feitas pelo ONS e avaliados por outros membros do grupo de trabalho. As descobertas nesse estágio foram que não há restrições de transmissão entre o Sul e Sudeste/Centro-Oeste, e nem entre o Norte e Nordeste.

Depois, uma análise foi feita para verificar se houveram restrições de transmissão entre os dois subsistemas (Norte/Nordeste, Sul/Sudeste/Centro-Oeste). A respeito ao critério (a), opções mais o menos conservativas foram analisadas para os cálculos, como, a inclusão ou não do subsistema Sul nos cálculos de diferenças de percentual de preço. Por meio de uma análise de sensibilidade, foi considerado que de acordo com critérios que refletem mais aproximado a operação atual do SIN, as percentagens de tempo durante quais os preços se diferiram em mais de 5 % seriam de 60%, qual é dentro o limite sugerido na ferramenta de cálculo, assim indicando que não há restrições significantes de transmissão. Em relação ao critério (b) (saturação da linha), o grupo não comparou o fluxo entre os subsistemas com a capacidade nominal de transmissão entre os subsistemas porque é um procedimento complexo, qual depende nas configurações do sistema interligado observado durante a operação e a direção dos fluxos entre regiões. Essa análise simplificada foi considerada conservadora, como pode incluir restrições além da capacidade nominal como mencionado na ferramenta do Conselho Executivo. As simulações indicaram que apenas 70% das horas do ano houve transmissão a 90% ou mais da capacidade nominal. Também indicaram que não houve restrições de transmissão. Portanto, uma análise detalhada do fluxo entre os sistemas ao longo do tempo não foi necessário.

O grupo de trabalho se reuniu dia 28 de Abril de 2008, no MME, e analisou os resultados das simulações feitas.

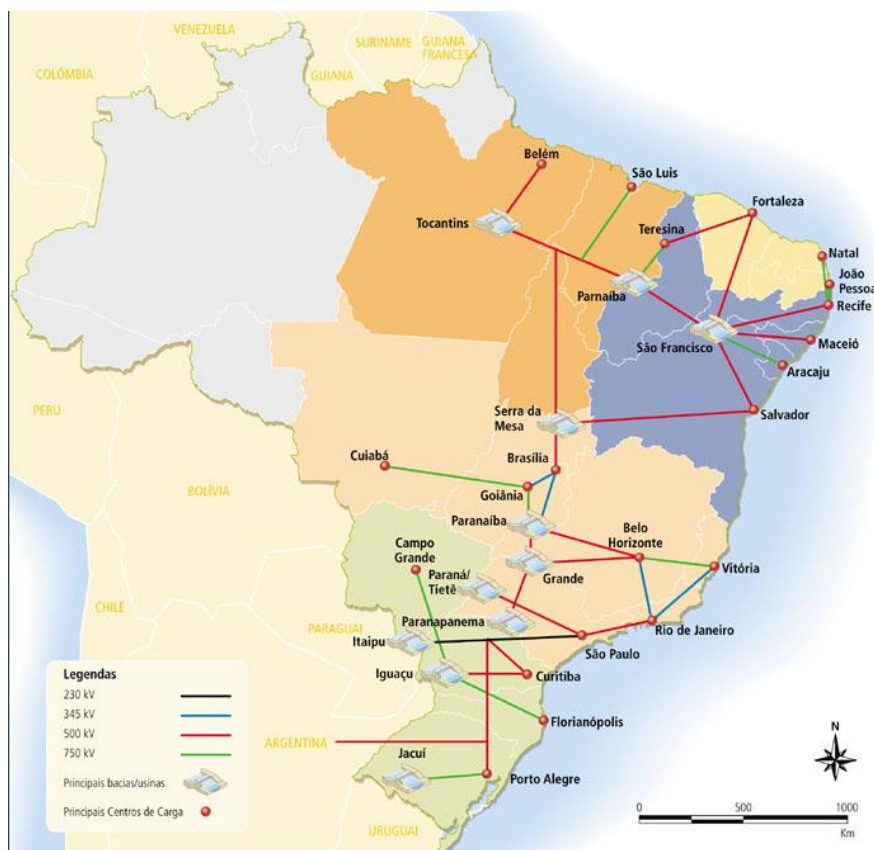
Os membros do grupo concordaram por consenso que as restrições de transmissão atuais entre os subsistemas do SIN não são significantes bastante para reduzir o benefício global do projeto, de acordo com a região onde estão implantadas, sendo assim aconselhado a adotar a configuração de um **único sistema elétrico no Brasil**.

Essa decisão não deve afetar de qualquer maneira a configuração atual utilizada pelo ONS no planejamento operacional, assim como contabilidade e definição de preço de energia como realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, qual adota a subdivisão do SIN em quatro subsistemas. Também destacou que a base técnica fornecida pelas simulações permite abordagens diferentes a serem feitas em cada caso.

Por último, o grupo apontou que o processo evolutivo do SIN deve somente confirmar a decisão de adotar um sistema único para calcular o fator de emissão de CO₂, como a expansão do suporte de transmissão de eletricidade entre os subsistemas irá promover reduções graduais nas restrições de transmissão e irá permitir a implantação de um projeto e um determinado subsistema para produzir benefícios nos outros subsistemas do SIN.

O CIMGC, em sua 43ª reunião em 29 de Abril de 2008, após considerar as descobertas do grupo de trabalho, decidiu adotar um **SISTEMA ÚNICO** como padrão para projetos MDL utilizando a ferramenta para calcular fatores de emissão para estimar suas reduções de gases de efeito estufa.

Abaixo é mostrado o mapa do Sistema Interligado Nacional:





Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE O MONITORAMENTO

O plano de monitoramento será executado baseado nos procedimentos simplificados de linha de base e monitoramento estabelecido na AMS-I.D, “Geração de eletricidade renovável ligada a rede” – Versão 17.

A Divisa Energia irá proceder com os procedimentos estabelecidos e irá colocar num relatório dados relacionados à eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

Todos os procedimentos que serão utilizados no monitoramento estão descritos no item B.7.