



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL -DCP)
Versão 03-em vigor a partir de: 28 de julho de 2006**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação da Linha de Base e Metodologia de Monitoramento
- C. Duração da atividade de projeto / Período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentário das partes interessadas

Anexos

- Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade de projeto
- Anexo 2: Informações com relação a financiamento público
- Anexo 3: Informações da linha de base
- Anexo 4: Plano de Monitoramento

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

Projeto MDL das PCHs Jorge Dreher e Henrique Kotzian

Versão: 4

Data: 26/06/2012

A.2. Descrição da atividade de projeto:

A atividade de projeto consiste na geração de eletricidade por fonte renovável (hídrica), através da construção de duas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) localizadas nos municípios de Júlio de Castilhos e Salto do Jacuí, ambos no estado do Rio Grande do Sul, região sul do Brasil.

De acordo com os Despachos 1.180 e 1.805 emitidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 18 de abril de 2007 e 18 de maio de 2009 respectivamente, ambas as usinas da atividade de projeto estão localizadas no rio Ivaí, bacia hidrográfica do Atlântico Sudeste.

A PCH Engenheiro Jorge Dreher possui potência instalada de 17,95 MW e um novo reservatório que preenchido até seu nível máximo ocupa uma área de 0,83 Km².

A PCH Engenheiro Henrique Kotzian possui potência instalada de 13,23 MW e um novo reservatório que preenchido até seu nível máximo ocupa uma área de 0,66 km².

O objetivo da atividade do projeto é fornecer energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), compensando a geração efetuada por meio da queima de combustíveis fósseis por usinas termelétricas presente neste sistema, com a geração de eletricidade renovável. A construção da PCH ajuda a atender ao crescimento da demanda por energia no Estado do Rio Grande do Sul, a diminuir sua dependência externa de eletricidade e contribui para sustentabilidade ambiental, uma vez que aumenta a participação da energia renovável no quadro que compõe o consumo total de eletricidade do Brasil.

No que diz respeito à contribuição da atividade de projeto para reduzir os efeitos do aquecimento global causado pelas emissões de gases de efeito estufa, a atividade de projeto reduz estas emissões de gases, e assim, reduz a dependência do país anfitrião de uma matriz com grande participação da termoeletricidade. Como se afirma no Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica, 26,2% da energia gerada no Brasil provém de usinas termelétricas (que usa combustíveis fósseis como fonte de energia)¹ conectado ao Sistema Interligado Nacional.

A atividade de projeto também está alinhada com exigências específicas do MDL, pois:

¹ Informação sobre a evolução da Geração no Brasil

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/EVOLUCAO_DA_CAPACIDADE_IN_TALADA_ANEEL_MME.PDF



- Contribui para a sustentabilidade ambiental, uma vez que reduz o uso de energias fósseis (não renováveis). Assim, o projeto contribui para o melhor uso dos recursos naturais e faz uso de tecnologias limpas e eficientes;
- Amplia as oportunidades de emprego em áreas onde o projeto está localizado;
- Contribui para melhores condições da economia local, porque o uso de energia renovável reduz a dependência dos combustíveis fósseis, reduz a quantidade de poluição relacionada com as emissões de combustíveis fósseis e os custos sociais relacionados a ela.

Além disso, o projeto diversifica as fontes de geração de eletricidade e descentraliza a geração de energia, trazendo vantagens específicas tais como:

- Maior confiabilidade, com interrupções menos frequentes e extensas;
- Menores exigências com relação à margem de reserva;
- Energia de melhor qualidade para a região;
- Perdas menores nas linhas;
- Controle da energia reativa;
- Mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição.

A.3. Participantes do projeto:

Nome das Partes envolvidas (*) no projeto	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (quando aplicável)	Por favor, indique se a parte envolvida gostaria de ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (País Anfitrião)	BME Rincão do Ivaí Energia S.A. (entidade privada)	Não
	BME Capão da Convenção Energia S.A. (entidade privada)	
	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Eireli. (entidade privada)	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).		

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

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado etc.:

Rio Grande do Sul - RS

A.4.1.3. Município/Localidade etc.:

Municípios de Júlio de Castilhos e Salto do Jacuí.

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto:

Nas imagens abaixo é possível verificar a posição regional de ambos os municípios onde estão localizadas as hidrelétricas no estado do Rio grande do Sul, região sul do Brasil. Os municípios são Júlio de Castilhos (figura 1) e Salto Jacuí (figura 2). O rio Ivaí, em seu trecho onde estão localizadas as usinas da atividade de projeto, corre entre estes dois municípios, sendo um de seus limites geográficos. A PCH Engenheiro Jorge Dreher está localizada entre as coordenadas 29°07'13"S e 53°22'04"O, e a PCH Engenheiro Henrique Kotzian SHP está localizada nas coordenadas 29°07'34"S e 53°19'06"O.



Figura 1: Localização do município de Júlio de Castilhos.



Figura 2: Localização do município de Salto do Jacuí.

A.4.2. Categoria da atividade de projeto:

Atividade de projeto de larga escala

Tipo 1: Projeto de energia renovável

Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma rede.

A.4.3. Tecnologia empregada pela atividade de projeto:

(a) *O cenário existente anteriormente ao início da implementação da atividade de projeto:*

Anteriormente à implementação do projeto proposto, a eletricidade era gerada pela matriz energética operante que tem uma forte participação de usinas geradoras que funcionam a base de combustíveis fósseis. A atividade de projeto reduz as emissões dos Gases de Efeito Estufa (GEEs) evitando a entrada em operação de usinas termoeletricas que usam combustíveis fósseis como fonte de energia. Na ausência da atividade de projeto, combustíveis fósseis seriam queimados em usinas termoeletricas que estão interligadas à rede.

(b) *O escopo de atividades/medidas que estão sendo implementadas dentro da atividade de projeto:*

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

As usinas Jorge Dreher e Henrique Kotzian são empreendimentos classificados como Pequenas Centrais Hidrelétricas, pois de acordo com a Resolução ANEEL 652 de 9 de dezembro de 2003, para ser considerada uma PCH, a área do reservatório deve ser inferior a 3 Km² (300 ha) e a capacidade de



geração deve estar entre 1 MW e 30 MW. As usinas do projeto enquadram-se nesta definição como o declarado nas tabelas 1 e 2.

Os empreendimentos também chamados “usinas a fio d’água” não incluem armazenamento de água significativo, e devem portanto fazer uso completo do curso hídrico. Um típico esquema a fio d’água envolve o uso de um reservatório de baixo nível e normalmente posiciona-se em acidente natural do próprio curso.

As usinas da atividade de projeto despacharão a energia gerada para o SIN através do *bay* de conexão com a rede localizado na Hidrelétrica Salto do Jacuí, o qual está posicionado a 16,65 Km de distância da atividade de projeto, no município de Salto do Jacuí, Estado do Rio Grande do Sul. A Rio Grande Energia – RGE é a concessionária local.

A tecnologia e os equipamentos a serem utilizados na atividade de projeto são desenvolvidos e manufaturados no Brasil e portanto não é esperada transferência de conhecimento ou tecnologia para o país anfitrião. As fontes de emissão e GEE envolvidos são o CO₂ oriundos da geração através da queima de combustível fóssil em termelétricas e o CH₄ do reservatório de novas hidrelétricas que poderiam ser implantadas para complementar a disponibilidades de energia no país caso injeções adicionais ocorresse.

As características técnicas dos equipamentos instalados nas PCHs podem ser conferidos nas tabelas 1 e 2.

Tabela 1 – Características técnicas da PCH Jorge Dreher.

Gerador	Características	Fonte
Tipo	Síncrono	Dados de placa
Quantidade	5	Dados de placa
Potência (kW)	3 x 5.715 / 1 x 326,3 / 1 x 480	Dados de placa
Potência Nominal (kVA)	3 x 6.350 / 1 x 375 / 1 x 592,6	Dados de placa
Tensão (kV)	3 x 6,9 / 1 x 0,38 / 1 x 0,38	Dados de placa
Frequência (Hz)	60	Dados de placa

Turbinas	Características	Fonte
Tipo	Francis / Kaplan	
Quantidade	5	Dados de placa
Potência (kW)	3 x 5.912 / 1 x 315,43 / 1 x 480	Dados de placa
Vazão Nominal (m ³ /s)	3 x 11,40 / 1 x 2,36 / 1 x 3,40	Dados de placa



Queda (m)	3 x 57,5 / 1 x 15 / 1 x 15.42	Dados de placa
Outras Informações	Características	Fonte
Área do reservatório (Km ²)	0,83	LO_2968/2009-DL
Densidade de potência (W/m ²)	21,63	Baseado na Metodologia ACM0002 – v.12.3.0
Energia Assegurada (MW médio)	12,24	Base de dados da ANEEL

Tabela 2 – Características técnicas da PCH Henrique Kotzian.

Gerador	Características	Fonte
Tipo	Síncrono	
Quantidade	3	Dados de placa
Potência (kW)	3 x 4.410	Dados de placa
Potência Nominal (kVA)	3 x 4.900	Dados de placa
Tensão (kV)	3 x 6,9	Dados de placa
Frequência (Hz)	60	Dados de placa
Turbinas	Características	Fonte
Tipo	Francis	
Quantidade	3	Dados de placa
Potência (MW)	3 x 4,529	Dados de placa
Vazão Nominal (m ³ /s)	3 x 16,08	Dados de placa
Queda (m)	31,21	Dados de placa
Outras Informações	Características	Fonte
Área do reservatório (Km ²)	0,66	LO N° 2211/2011-DL
Densidade de potência (W / m ²)	20,05	Baseado na Metodologia ACM0002 – v.12.3.0
Energia Assegurada (MW médio)	8,67	Base de dados da ANEEL



(c) *O Cenário de linha de base:*

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

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

Tabela 3: Estima reduções de emissões estimadas:

Ano	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2013	56.691
2014	56.691
2015	56.691
2016	56.691
2017	56.691
2018	56.691
2019	56.691
Estimativa total de reduções (toneladas de CO₂e)	396.836
Número total de anos de crédito	7
Média anual estimada de reduções de emissões durante o período de crédito (toneladas de CO₂e)	56.691

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público por partes do Anexo I para a atividade de projeto, sendo o crédito de carbono a opção escolhida.

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

O projeto usa a metodologia ACM0002 “*Metodologia Consolidada de Linha de Base para Geração de Eletricidade Conectada a Rede a partir de Fontes Renováveis*” (Versão 12.3.0).

A ACM0002 também se refere às seguintes ferramentas:

- ☐ Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico (versão 02.2.1);
- ☐ Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade (versão 06.0.0);

**B.2. Justificativa para a escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto:**

Segundo as definições da CQNUMC (Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima), a atividade do projeto enquadra-se no escopo setorial número 1 que se refere às indústrias de energia (renováveis ou não renováveis).

A metodologia ACM0002 se aplica à atividade do projeto de geração de energia renovável conectada à rede sob as seguintes condições:

- *A atividade do projeto é a instalação, adição de capacidade, retrofit ou substituição de uma usina de energia / unidade de um dos seguintes tipos: planta / unidade de energia hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou um reservatório de acumulação), planta / unidade de energia eólica, planta/unidade de energia geotérmica, planta /unidade de energia solar , planta/unidade de onda ou maremotriz;*

A atividade do projeto é a instalação de uma nova planta / unidade hidrelétrica.

- *No caso de adições de capacidade, retrofits ou substituição (exceto para projetos de adição de capacidade para os quais a geração de eletricidade da central elétrica existente (s) ou unidade (s) não é afetado): a planta existente começou a operação comercial antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, utilizado para o cálculo de emissões da linha de base e definidas na seção de emissão da linha e sem a adição de capacidade ou retrofit da planta ter sido feita entre o início do período de referência mínimo histórico e a implementação da atividade de projeto;*

Não aplicável à atividade de projeto, pois consiste em uma nova planta de energia hidrelétrica.

No caso de hidrelétricas, pelo menos uma das seguintes condições deve aplicar-se:

- o *A atividade de projeto é implementado num único ou múltiplos reservatórios existentes, sem qualquer alteração no volume de qualquer um dos reservatórios; ou*

Não aplicável à atividade de projeto.

- o *A atividade de projeto é implementado num único ou múltiplos reservatórios existentes, onde o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório da atividade de projeto, de acordo com as definições dadas na seção de emissões do projeto, são superiores a 4 W / m², após a implementação da atividade de projeto, ou*

Não aplicável à atividade de projeto.

- o *A atividade de projeto resulta em único ou múltiplos reservatórios novos e a densidade de potência de cada reservatório da usina, de acordo com as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m² após a implementação da atividade de projeto.*

A atividade de projeto resulta em novo reservatório e a densidade de potência está acima 4W/m², tal como descrito nos cálculos da secção B.6.



As pequenas centrais hidrelétricas Engenheiro Ernesto Jorge Dreher e Henrique Kotzian Engo são considerados geração elétrica por fonte renovável com novo reservatório, que têm densidades de energia de 21,63 W/m² e 20,05 W/m² respectivamente.

Além disso, a capacidade instalada da Engenheiro Ernesto Jorge Dreher é de 17,95 MW, superior a 15 MW (como pode ser verificado nas tabelas 1 e 2), assim, a atividade de projeto está incluído na categoria de projeto de grande escala, considerando os padrões de MDL.

Portanto, a metodologia ACM0002 é aplicável a atividade de projeto.

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

Fonte		Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
Linha de Base	Emissões de CO ₂ de geração de eletricidade em usinas a combustível fóssil substituídas pela atividade de projeto	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
Atividade de Projeto	Para usinas hidrelétricas, emissões de metano advindas do reservatório	CO ₂	Não	Fonte de emissão secundária
		CH ₄	Sim	Além disso, a PCH Jorge Dreher possui capacidade instalada de 17,87 MW (conforme pode ser verificado nas placas dos equipamentos), maior que 15MW, portanto a atividade de projeto é categorizada como de grande escala considerando os padrões do MDL.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária

A figura abaixo ilustra os limites do projeto, principais equipamentos, parâmetros monitorados e gases incluídos.

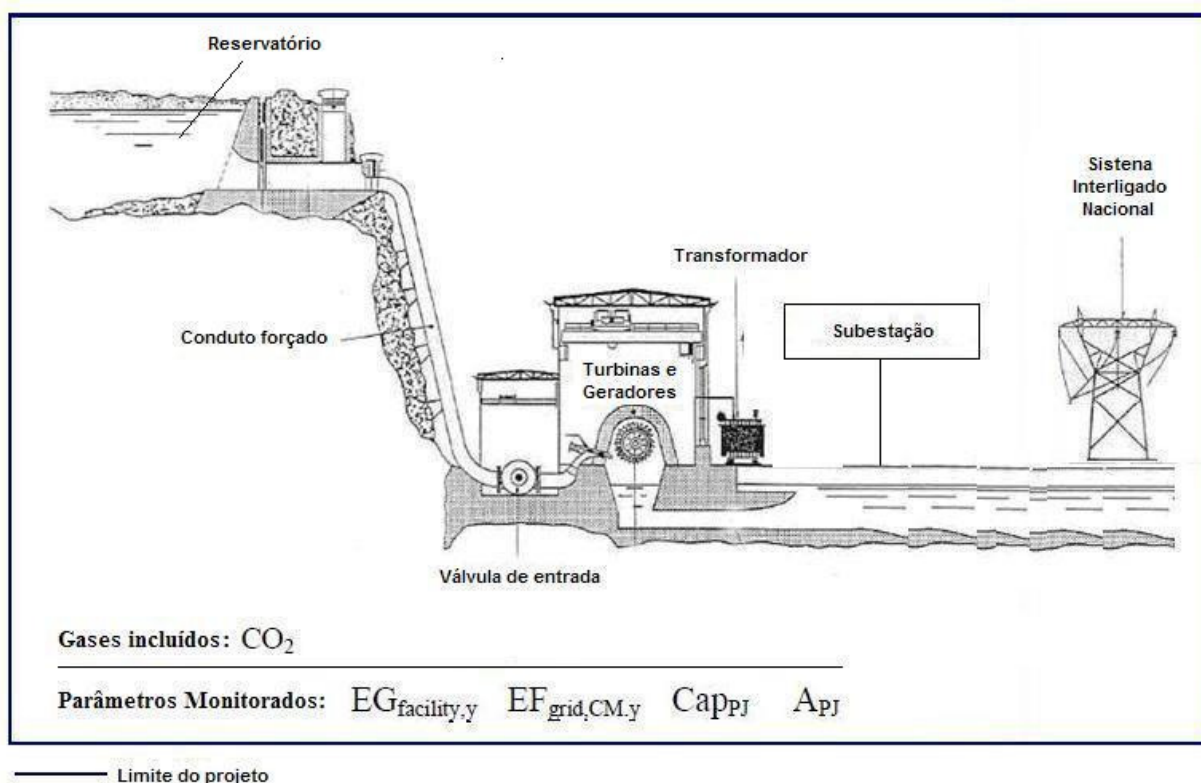


Figura 3: Diagrama ilustrativo sobre limites do projeto, parâmetros monitorados e gases incluídos.

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

De acordo com a **versão 12.3.0 da metodologia MDL ACM0002**, “se a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina renovável conectada à rede, a linha de base é a seguinte”:

“A eletricidade entregue a rede pela atividade de projeto teria sido de outra forma gerada pela operação de usinas conectadas a rede e pela adição de novas fontes, como o refletido no cálculo da margem combinada (CM) descrito na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

Ademais, as emissões de linha de base são o produto da energia elétrica da linha de base $EG_{BL,y}$, expressa em MWh de eletricidade produzida pela unidade geradora, multiplicada pelo fator de emissão de CO₂ da rede (medido em tCO₂e/MWh), calculado de maneira clara e conservadora.

O potencial de geração de eletricidade da atividade de projeto fornecerá os dados necessários para estimar as emissões de linha de base em kWh.

Na ausência da atividade do projeto (cenário de linha de base), a eletricidade continuaria sendo fornecida por outras plantas, inclusive plantas termelétricas, movidas a combustíveis fósseis (mais detalhes sobre o Sistema Interconectado nacional são fornecidos na seção B.6.3).



A atividade de projeto usa também como fonte de dados para cálculo do fator de emissão do SIN, os coeficientes de margem de operação e margem de construção fornecidos pela Autoridade Nacional Designada (AND) do país anfitrião, disponibilizados publicamente. O fator de emissão resultante da geração de energia elétrica pelo SIN no Brasil é calculado com base nos registros de geração das plantas operadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

O método utilizado para fazer este cálculo é o método “Análise do Despacho”. Estas informações são necessárias para projetos de energia renovável que estejam conectados à rede elétrica e implantados no Brasil sob os padrões do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL.

Os dados resultantes do trabalho da ONS, do Ministério de Minas e Energia e do Ministério de Ciência e Tecnologia, estão disponíveis para os proponentes de projetos ao MDL. Portanto, estes podem ser aplicados para o cálculo *ex ante* de emissões evitadas pela atividade de projeto, e utilizados para o cálculo *ex post* das reduções de emissões.

Maiores detalhes do desenvolvimento da linha de base do projeto podem ser observados através do link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/73318.html>.

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

Tabela 4: Cronograma de implantação da PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher.

Data	Evento	Evidência
30/01/2004	Emissão da Licença Prévia	LP_108/2004-DL
11/04/2005	Autorização da ANEEL para a PCH	Rea_ANEEL_134/2005
31/05/2005	Emissão da Licença de Instalação	LI_406/2005-DL
04/10/2006	Contato com consultoria para o MDL	E-mail entre o proponente do projeto e consultora do MDL
17/10/2006	Mensagem propondo a reunião de informações sobre a atividade de projeto para estudo de viabilidade do MDL	E-mail entre o proponente do projeto e consultora do MDL
10/11/2006	Fundação da BME Rincão do Ivaí Energia S.A: Sociedade de Propósito Específico responsável pela construção e operação da PCH	Ata de constituição
06/08/2007	Consideração prévia do MDL	Minuta de reunião da BME rincão do Ivaí assinada por seus diretores
20/08/2007	Assinatura do PPA entre COPREL e BME Rincão do Ivaí Energia S/A – Decisão de Investimento	Contrato 001/2007
04/12/2007	Assinatura de contrato entre BME Rincão do Ivaí Energia S/A e BEE indústria e comércio de equipamentos Ltda para o fornecimento de uma turbina – Starting date da atividade de projeto	Contrato de fornecimento



06/12/2007	Assinatura de contrato com a HISA (fornecedor de equipamento)	Contrato de fornecimento
11/12/2007	Transferência de titularidade da PCH pela ANEEL	Rea_ANEEL_1144/2007
13/12/2007	Assinatura do contrato com a WEG Equipamentos Elétricos S.A (fornecedora de equipamentos)	Contrato de fornecimento
19/12/2007	Contrato entre BME Rincão do Ivaí Energia S/A e caixa Econômica Fedreal (agfente financeiro)	Contrato 0215.684-14
22/04/2008	Revalidação da emissão da Licença de Instalação	LI_372/2008-DL
15/07/2008	Negociação com consultora do MDL para serviços de validação	E-mail entre o proponente do projeto e consultora do MDL
12/05/2009	Decisão de contratação da consultora pra o MDL	Minuta de reunião da BME Rincão do Ivaí assinada por seus diretores
18/06/2009	Emissão da Licença de Operação	LO_2968/2009-DL
02/10/2009	Liberação da Unidade Geradora 1 para operação comercial	Dsp_ANEEL_3756/2009
30/10/2009	Liberação da Unidade Geradora 2 para operação comercial	Dsp_ANEEL_4068/2009
11/11/2009	Ampliação da capacidade instalada de 17,725MW p/ 17,87MW	Dsp_ANEEL_4188/2009
11/11/2009	Liberação da Unidade Geradora 4 para operação comercial	Dsp_ANEEL_4189/2009
25/11/2009	Liberação da unidade geradora 3 para operação comercial	Dsp_ANEEL_4383/2009
05/03/2010	Agendamento de reunião para levantar informações a serem usadas para submissão da atividade de projeto ao MDL.	E-mail entre o proponente do projeto e consultora do MDL
22/12/2010	Solicitação de proposta comercial a uma EOD qualificada para validação do projeto pelo MDL.	E-mail entre o proponente do projeto e EOD
18/08/2011	Emissão de proposta pela BRTUV para validação do projeto pelo MDL.	Proposta Nº: 11CDMBR080406
03/10/2011	Liberação da Unidade Geradora 5 para operação comercial	Dsp_ANEEL_3938/2011

Tabela 5: Cronograma de implantação da PCH Engenheiro Henrique Kotzian.

Data	Evento	Evidência
18/04/2005	Autorização da ANEEL para a PCH	Rea_ANEEL_142/2005
24/06/2005	Emissão da Licença Prévia	LP_455/2005-DL
17/05/2006	Emissão da Licença de Instalação	LI_356/2006-DL
04/10/2006	Contato com consultoria para o MDL	E-mail entre o proponente do projeto e consultora do MDL
17/10/2006	Mensagem propondo a reunião de informações sobre a atividade de projeto para estudo de viabilidade do MDL	E-mail entre o proponente do projeto e consultora do MDL
17/11/2006	Fundação da BME Capão da Convenção Energia S.A: Sociedade de Propósito Específico responsável pela construção e operação da PCH	Ata de constituição



18/04/2007	Aprovação do projeto básico da usina	Dsp_ANEEL_1180/2007
20/08/2007	Assinatura do PPA entre COPREL e BME Capão da Convenção Energia S/A – Decisão de Investimento	Contrato 001/2007
06/08/2007	Consideração prévia do MDL	Minuta de reunião da BME Capão da Convenção assinada por seus diretores
04/12/2007	Assinatura de contrato entre BME Rincão do Ivaí Energia S/A e BEE indústria e comércio de equipamentos Ltda para o fornecimento de uma turbina – Starting date da atividade de projeto	Contrato de fornecimento
06/12/2007	Assinatura do contrato com a HISA (fornecedora de equipamentos)	Contrato de fornecimento
11/12/2007	Transferência de titularidade da PCH pela ANEEL	Rea_ANEEL_1145/2007
13/12/2007	Assinatura do contrato com a WEG Equipamentos Elétricos S/A (fornecedora de equipamentos)	
19/12/2007	Contrato entre BME Capão da Convenção Energia S/A e Caixa Econômica Federal (agente financeiro)	Contrato 0215.685-29
15/07/2008	Negociação com consultora do MDL para serviços de validação	E-mail entre o proponente do projeto e consultora do MDL
16/02/2009	Homologação dos parâmetros básicos do projeto	Dsp_ANEEL_602/2009
12/05/2009	Decisão de contratação da consultora pra o MDL	Minuta de reunião da BME Rincão do Ivaí assinada por seus diretores
07/05/2010	Revalidação da emissão da Licença de Instalação	LI_495/2010-DL
05/03/2010	Agendamento de reunião para levantar informações a serem usadas para submissão da atividade de projeto ao MDL.	E-mail entre o proponente do projeto e consultora do MDL
22/12/2010	Solicitação de proposta comercial a uma EOD qualificada para validação do projeto pelo MDL.	E-mail entre o proponente do projeto e EOD
02/03/2011	Emissão da licença de operação	LO_1122/2011-DL
04/03/2011	Liberação das unidades geradoras 1, 2 e 3 para operações comerciais	Dsp_ANEEL_1063/2011
18/08/2011	Proposta da BRTUV para validação MDL do projeto	Proposta Nº: 11CDMBR080406

Etapla 1. Identificação de Alternativas para Atividade de Projeto, Consistente em Leis e Regulamentações Atuais

Sub-etapa 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto:

As alternativas reais para a atividade de projeto são:

- 1 – A atividade de projeto proposta é executada sem ser registrada como atividade de projeto MDL;



2 – A continuidade do presente cenário, com a geração de eletricidade ocorrendo pela composição atual do Sistema Interconectado Nacional o qual tem uma alta participação de usinas que utilizam combustíveis fósseis.

Conclusão da Sub-etapa 1a: Foram identificados os cenários alternativos á atividade de projeto que sejam realistas e críveis.

Sub-etapa 1b. Cumprimento das leis e regulamentações:

A atividade de projeto implantada não está sendo implementada forçada por razões legais, estatutárias ou outro motivo regulatório e está em consonância com todas as regulamentações das seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Fundação Estadual de Proteção Ambiental – FEPAM, as quais são as responsáveis por analisar os projetos de geração de energia e emitir as licenças quando estes estão atendendo as exigências das regulamentações federais e estaduais.

Conclusão da Sub-etapa 1b: Identificados os cenários alternativos a atividade de projeto que sejam realistas e críveis que estejam em consonância com a legislação e regulamentações pertinentes, considerando-se sua aplicação na região ou país e as decisões do CE sobre políticas e regulamentações nacionais e setoriais.

Etapa 2. Análise de Investimento

A análise de investimento deve ser realizada de forma a determinar se a atividade de projeto proposta não é:

- (a) A mais economicamente ou financeiramente atrativa; ou
- (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem os rendimentos da venda das reduções certificadas de emissões (RCEs).

Para a atividade de projeto proposta, a análise de investimento determina se o projeto proposto não é economicamente / financeiramente viável sem as receitas das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

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

De forma a determinar o método de análise apropriado, as seguintes opções estão disponíveis para serem usadas na análise de adicionalidade:

- Opção I - Análise simples de custos,
- Opção II- Análise de comparação de investimentos,
- Opção III - Análise de índice referencial (*benchmark*).

Segundo a versão 06.0.0 da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, se a atividade de projeto MDL e as alternativas identificadas na Etapa 1 geram benefícios financeiros ou econômicos outros além da receita gerada pelo MDL, a análise de comparação de investimento (Opção



II) ou a análise de benchmark (Opção III) devem ser usadas. A análise de benchmark será aplicada porque é a mais apropriada para este tipo de atividade no Brasil. Ademais, a opção II deve ser aplicada quando existem cenários alternativos reais para a atividade de projeto. Como não há alternativa para se comparar com o indicador do projeto (Taxa Interna de Retorno), a Opção III deve ser aplicada.

A opção III foi selecionada.

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

O indicador financeiro mais adequado à atividade de projeto MDL é a Taxa Interna de Retorno (TIR do projeto) do projeto, por ser compor a taxa de retorno efetivo anual que pode ser obtida sobre o capital investido.

A análise do índice financeiro / econômico é baseada em parâmetros que são considerados padrão no mercado de energia no Brasil e no mundo, considerando as características específicas do tipo de projeto – investimento em projetos de energia.

A análise de benchmark (referencial) é realizada através da comparação da TIR do projeto com um benchmark. O benchmark estabelecido para esta comparação é Taxa Básica de Desconto estabelecida pelo governo brasileiro (**taxa SELIC**), a qual é a principal referência para a negociação de instrumentos da dívida pública no mercado (este benchmark é o mais comumente utilizado no Brasil para avaliar a viabilidade de um projeto). Maiores detalhes estão descritos abaixo.

Sub-etapa 2c: Cálculo e comparação de indicadores financeiros

A Taxa SELIC

A taxa SELIC é a taxa apurada no Sistema Especial de Liquidação e Custódia (Selic). Esta taxa é obtida mediante o cálculo da taxa média ponderada e ajustada das operações de financiamento por um dia, lastreado em títulos públicos federais e cursadas no referido sistema ou em câmaras de compensação e liquidação de ativos, na forma de operações compromissadas². O órgão responsável pela sua determinação é o Comitê de Política Monetária (COPOM), tendo este como principal objetivo o estabelecimento das diretrizes da política monetária e de definir a taxa de juros. O COPOM tem seguido procedimentos adequados e a exemplo do que já era adotado pelo *Federal Open Market Committee (FOMC)* do Banco Central dos Estados Unidos e pelo *Central Bank Council*, do Banco Central da Alemanha.

A taxa de juros fixada na reunião do COPOM é a meta para a Taxa Selic (taxa média dos financiamentos diários, com lastro em títulos federais), a qual vigora por todo o período entre reuniões ordinárias do Comitê. Além disso, outra função do COPOM é o de divulgar o “Relatório da Inflação” que analisa a conjuntura econômica e financeira do país, bem como apresenta suas projeções de inflação.

Os títulos públicos federais possuem a finalidade primordial de captar recursos para o financiamento da dívida pública, bem como para financiar atividades do Governo Federal, como educação, saúde e

² <http://www.bcb.gov.br/?COPOM>

infraestrutura. Esses ativos de renda fixa constituem opção de investimento conservadora e segura, que tomam como base na determinação de sua taxa de juros, ou possuem como indexador, a Taxa SELIC.

A economia brasileira passou por diversos momentos de instabilidade onde muitas vezes o cenário internacional foi um dos principais motivadores para tal. Incertezas econômicas internacionais acarretaram oscilações na política monetária brasileira, principalmente no que diz respeito à determinação da taxa básica de juros brasileira. As oscilações observadas no fim da década de 90 e entre os anos de 2000 e 2002 deveram-se ao cenário econômico mundial (crise asiática de 1999 e às eleições para presidência no Brasil no ano de 2002).

O Brasil como país emergente sempre possuiu altas taxas de juros, o que do ponto de vista de investimento torna a remuneração de investimentos em títulos públicos bastante rentável se comparada a dos países desenvolvidos. Atualmente a economia brasileira tem passado por bons momentos de crescimento econômico, relativas expansões, crescimento em reservas internacionais para altos patamares, sendo, desta maneira, possível uma maior captação de recursos internacionais, tendo como efeito disso a diminuição das oscilações na taxa Selic, as quais podem ser observadas no Gráfico 1.

No mesmo gráfico, podemos observar também que nos últimos 6 anos a Selic tende a apresentar-se mais “estável” do ponto de vista das oscilações sempre apresentando níveis elevados.

Gráfico 1: Histórico da Taxa SELIC.



Fonte: Banco Central do Brasil.

A taxa básica de juros brasileira é utilizada tanto como mecanismo para o embasamento dos financiamentos no mercado, bem como é utilizada como indexador de títulos públicos do governo brasileiro como forma de investimento.

Porém, não é possível o investimento direto na taxa Selic, mas através dos títulos brasileiros do tipo LFT (Letra Financeira do Tesouro³), seria possível para um investidor para obter os retornos desejados a partir deste índice (e a rentabilidade do título é o valor Selic). Para evitar a escolha de uma ou outra

³ http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/consulta_titulos/download/Caracteristicas.pdf



obrigação específica, a taxa Selic deve ser monitorada como ponto de referência para a atividade de projeto proposta.

Neste cenário, a taxa SELIC faz dos títulos do governo brasileiro uma opção atrativa de investimento, relativamente livre de risco. O fluxo de caixa da atividade de projeto será apresentado integralmente em um documento aparte (planilha).

O fluxo de caixa foi elaborado para a vida operacional da atividade de projeto (30 anos), tendo uma Taxa Interna de Retorno (TIR) igual a 15,30% ao ano para a PCH Eng. Ernesto Jorge Dreher, sem as receitas da comercialização das RCEs, e 17,25% ao ano com as vendas das RCEs.

Para a PCH Eng. Henrique Kotzian, a TIR é igual a 9,80% sem a receita a ser gerada pela venda dos créditos de carbono e 11,23% ao ano considerando-se sua venda.

O fluxo de caixa tem como principais valores de entrada a seguir:

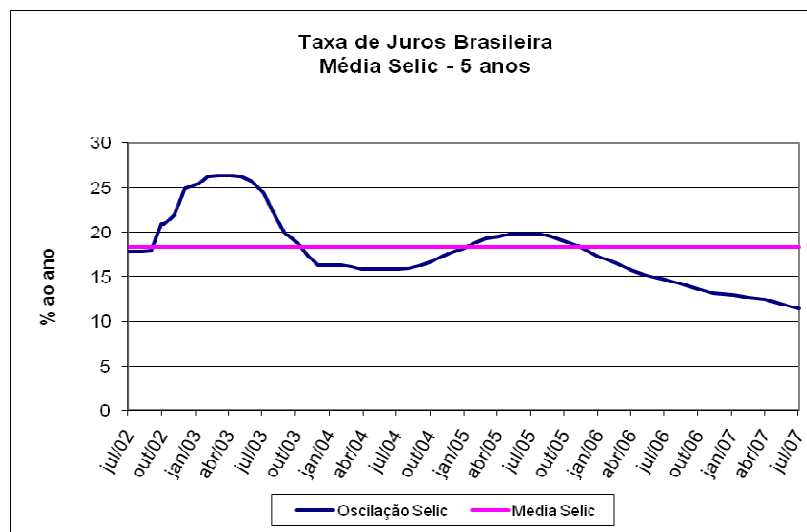
Tabela 6: Principais valores de entrada do fluxo de caixa.

Parâmetro	Eng. Ernesto Jorge Dreher	Eng. Henrique Kotzian
Investimento (R\$)	55.275.144,46	54.633.910,20
Energia firme (MW)	12,24	8,67
Preço da Energia (R\$/MWh)	143,22	143,22
Operação (R\$/mês) e	15.300,00	12.240,00
Manutenção (R\$/mês)	165.900,00	112.100,00

Os parâmetros Operação e manutenção são listados independentemente na planilha da TIR, assim o O&M (Operação e Manutenção) deve ser feita simultaneamente para ambos. Também é importante destacar que o parâmetro “Operação” consiste na soma dos salários e encargos envolvidos na contratação da equipe operacional.

De forma a não obter um benchmark pontual, foi calculada a média dos valores para o benchmark considerado no período de julho de 2002 a julho de 2007, totalizando assim 5 anos inteiros de observações anteriores a data da tomada de decisão pelo investimento. O valor médio calculado pode ser encontrado no gráfico 2.

Gráfico 2: Média da taxa SELIC (julho de 2002 a julho de 2007).



Fonte: Banco Central do Brasil.

Abaixo, a tabela 7 sumariza os valores calculados:

Tabela 7: Quadro comparativo entre a TIR das usinas da atividade de projeto e o benchmark utilizado.

PCHs	Benchmark (% ao ano)	TIR Jorge Dreher (% ao ano)	TIR Henrique Kotzian (% ao ano)
	18,29	15,30	9,80

A TIR do projeto permaneceu abaixo da média da taxa SELIC. A Análise mostra que o projeto enfrenta barreiras de investimento devido a existência de outras alternativas de investimento mais atrativas. As RCEs são instrumentos altamente significativos para que o empreendedor supere tais barreiras, melhorando a qualidade de seu investimento e ainda estimulando futuros investimentos em projetos de geração de energia renovável.

Para uma melhor compreensão da barreira de investimento também, foi realizada uma **análise de sensibilidade** na qual foram variados os seguintes parâmetros: (1) Preço da energia, (2) Investimento, (3) Energia firme e (4) Custo anual de operação e manutenção, de forma a o impacto da variação dos mesmos sobre o projeto.

Tabela 8: Resultados da análise de sensibilidade da PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher

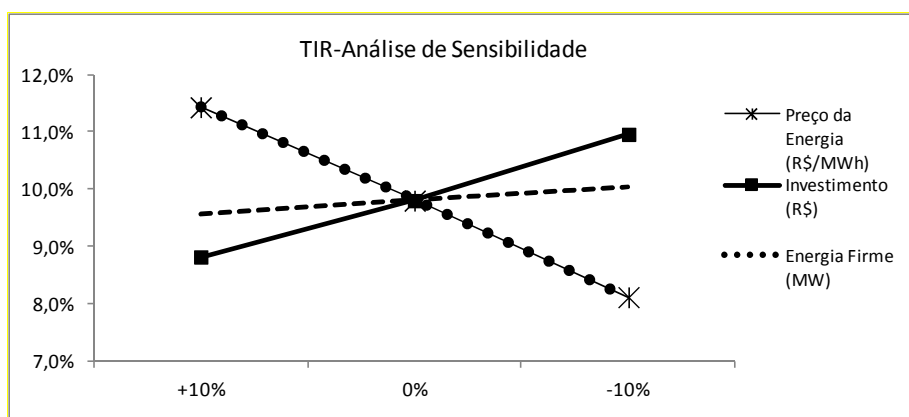
Análise de Sensibilidade						
No.	Item	Valor	+10%	0%	-10%	Obs
1	Preço da Energia (R\$/MWh)	143,22	157,54	143,22	128,90	Sem receitas das RCEs
	TIR		17.52%	15.30%	13.03%	
2	Investimento (R\$)	55,275,144.46	60.802.658,92	55.275.144,46	49.747.630,02	

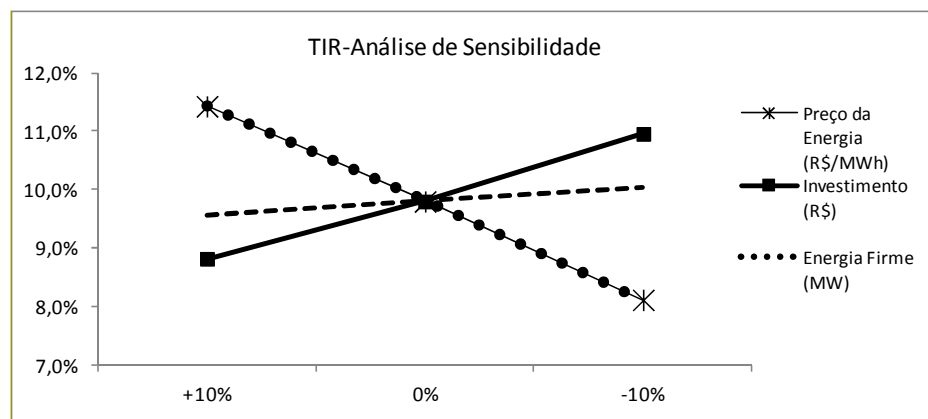


	TIR		13,89%	15,30%	16,99%
3	Energia Firme (MW)	12,24	13,46	12,24	11,02
	TIR		17,52%	15,30%	13,03%
4	O&M (R\$/MWh)	165.900,00	182.490,00	165.900,00	149.310,00
	TIR		14,95%	15,30%	15,64%

Tabela 9: Resultados da análise de sensibilidade da PCH Engenheiro Henrique Kotzian.

Análise de Sensibilidade					
No.	Item	Valor	+10%	0%	-10%
1	Preço da Energia (R\$/MWh)	143,22	157,54	143,22	128,90
	TIR		11,43%	9,80%	8,12%
2	Investimento (R\$)	54.633.910,20	60.097.301,22	54.633.910,20	49.170.519,18
	TIR		8,82%	9,80%	10,96%
3	Energia Firme (MW)	8,67	9,54	8,67	7,80
	TIR		11,43%	9,80%	8,12%
4	O&M (R\$/MWh)	112.100,00	123.310,00	112.100,00	100.890,00
	TIR		9,56%	9,80%	10,04%

Sem
receitas
das
RCEs**Gráfico 3:** Gráfico de resultado da análise de sensibilidade da PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher.**Gráfico 4:** Gráfico de resultado da análise de sensibilidade da PCH Engenheiro Henrique Kotzian analysis.



Com a análise de sensibilidade apresentada acima, após variação de + / -10% sobre os parâmetros cruciais, o projeto permanece adicional.

Embora a análise de sensibilidade ter mostrado que o benchmark não pode ser superado pela TIR do projeto, outra análise foi preparada a fim de encontrar o ponto de equilíbrio entre a TIR do projeto e o benchmark estabelecido. Isso irá fortalecer que a atividade de projeto não é um cenário de investimento, onde existe a possibilidade de se tornar financeiramente / economicamente atraente através de mudanças nos valores de entrada (em outras palavras, alterações nos parâmetros utilizados no cálculo financeiro) da planilha financeira.

Os resultados da análise de ponto de equilíbrio são apresentados abaixo:

A análise foi feita separadamente para as duas plantas da atividade de projeto, a fim de permitir analisar as diferentes características financeiras de cada um.

A tabela 10 apresenta os principais resultados para a análise da PCH Eng. Ernesto Jorge Dreher e a tabela 11 apresenta os principais resultados para a PCH Eng. Henrique Kotzian:

Tabela 10: Resultados da Análise de sensibilidade da PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher.

Parâmetro	Valor Original	Ponto de Equilíbrio	% de desvio
Investimento (R\$)	55.275.144,46	47.315.523,66	- 14,40%
Energia Firme (MW)	12,24	13,89	13,48%
Preço da Energia (R\$/MWh)	143,22	162,55	13,49%
Operação (R\$/mês) e	15.300,00	2.952,90	- 80,70%
Manutenção (R\$/mês)	165.900,00	32.018,70	- 80,70%

Tabela 11: Resultados da Análise de sensibilidade da PCH Engenheiro Henrique Kotzian.



Parâmetro	Valor Original	Ponto de Equilíbrio	% de desvio
Investimento (R\$)	54.633.910,20	32.578.200,65	- 40,37%
Energia Firme (MW)	8,67	13,42	54,78%
Preço da Energia (R\$/MWh)	143,22	221,65	54,76%
Operação (R\$/mês) e Manutenção (R\$/mês)	12.240,00 112.100,00	Não sensível o suficiente para alcançar o benchmark	- 100% - 100%

Como pode ser percebido acima, todas as variações executadas superaram a marca de + ou – 10% recomendada pela versão 05 das “Orientações para a avaliação da análise de investimento”, publicada na 62ª reunião do Comitê Executivo do MDL.

Preço da Energia (R\$/MWh)

O preço da energia utilizado nos cálculos financeiros é considerado adequado visto que é o valor definido no contrato de compra e venda de energia (PPA) e reflete o praticado no mercado de energia brasileiro.

Pela análise acima fornecida, para a PCH Eng. Ernesto Jorge Dreher, o cenário que faria a TIR do projeto superar o benchmark foi calculado como sendo R\$162,55/MWh, ou seja, a variável ter valor 13,49% mais alto que o preço original da energia firmado no PPA (R\$143,22/MWh).

Para a PCH Eng. Henrique Kotzian, o mesmo cenário foi estimado como sendo R\$221,65/MWh, ou seja, 54,76% superior em relação ao preço original da energia (R\$143,22/MWh).

Outra informação importante que corrobora esta argumentação é que o preço da energia validado está acima da média de preços praticados no “Primeiro Leilão de Fontes Alternativas de Energia”, o qual ocorreu em 18 de junho de 2007. O leilão promovido por entidades do governo brasileiro objetiva estimular o desenvolvimento de projetos de geração de energia renovável no Brasil. Os resultados do leilão podem ser vistos no seguinte link:

http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/1_leilao_fontes_alternativas/Resultados/resumo_vendedor.pdf

Como pode ser verificado, a energia comercializada variou de 134,97 a 135,00 (R\$/MWh) para pequenas centrais hidrelétricas. Os preços da energia no mesmo leilão para outras fontes (como cogeração por biomassa) variaram de 138,50 a 139,12 (R\$/MWh).

Assim, considerando as informações fornecidas acima, o preço da energia utilizado é considerado adequado e conservador.

Investimento (R\$)

Com relação aos custos de investimento, os valores de entrada são oriundos do Quadro de usos e Fontes – QUF dos empreendimentos, que pode ser contra checado com o contrato financeiro com a Caixa Econômica Federal a qual mais tarde veio a ser o agente financiador da atividade de projeto. O investimento para implementar as duas PCHs foram mais altos que o previsto pelo financiador do projeto (R\$65.652.224,46 para a PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher e R\$ 79.967.875,20 para a PCH Engenheiro Henrique Kotzian). Assim, não é possível que sejam praticados abaixo dos valores utilizados



na planilha da TIR dos projetos (R\$ 55.275.144,46 para a PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher e R\$ 54.633.910,20 para a PCH Engenheiro Henrique Kotzian).

No entanto, a análise de sensibilidade foi aplicada para este parâmetro e indicou que para alcançar o benchmark, os valores de investimento deveriam ser significativamente mais baixos que o previsto para ambas as usinas. Estes deveriam ser 14,40% mais baixo para a PCH Ernesto Jorge Dreher e 40,37% mais baixo para a PCH Henrique Kotzian.

Portanto, os valores de entrada são adequados e conservadores.

Energia Assegurada (MW)

A energia firme é considerada adequada porque os dados vêm do banco de Informações sobre Geração da ANEEL⁴ – a agência reguladora do setor de energia no Brasil.

A ANEEL possui um corpo técnico de revisores de projeto os quais analisam adequadamente os projetos de geração em diferentes setores no Brasil. As principais variáveis técnicas que influenciam o valor da energia assegurada são as séries históricas de dados hidrológicos de um rio, condições climáticas, topografia, regularidade de vazão, dentre outros. O corpo técnico da ANEEL é capaz de analisar tais condições e determinar a energia assegurada dos projetos de PCHs implantados no Brasil.

É improvável que ocorra um aumento nos valores descritos nas tabelas 1 e 2 (12,24 e 8,67), devido a estes estarem em concordância com as séries de vazões históricas incluindo períodos críticos segundo termos hidrológicos.

Para que a TIR da atividade de projeto ultrapassasse o benchmark, a energia firme de Eng. Ernesto Jorge Dreher deveria ser 13,48% maior que o estabelecido pela ANEEL considerando todos os estudos acima mencionados. Para que a TIR da PCH Eng. Henrique Kotzian superasse o benchmark considerado, seu valor de energia firme deveria ser maior que sua capacidade instalada de 13,23 MW (54,78% maior que o atual valor). Portanto, isto não é possível de se ocorrer.

Custos Operacionais – O & M (R\$/mês)

Como o demonstrado nas tabelas 10 e 11, este parâmetro (o qual compreende a soma dos salários dos funcionários e custos de manutenção) não afeta a viabilidade do projeto. Para proporcionar um aumento na TIR alto o bastante para que esta atinja o benchmark, os custos com O&M devem ser reduzidos em 80,70% para a PCH Eng. Ernesto Jorge Dreher. Para a PCH Eng. Henrique Kotzian, mesmo reduzindo o parâmetro a zero, a TIR do projeto (12,42%) não atingiria o benchmark.

O projeto das SPEs BME Rincão do Ivaí Energia S/A e Capão da Convenção Energia S/A considerou a receita das vendas das RCEs para sua implementação. Estes benefícios financeiros em moeda forte (euro ou dólar) trazem ao projeto uma maior segurança sobre depreciações monetárias.

Considerando as explicações, informações e evidências apresentadas pelos PPs, a TIR da atividade de projeto sem ter sido registrada como projeto MDL está abaixo do benchmark estabelecido, evidenciando

⁴ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>



que a atividade de projeto não é a opção de investimento financeiramente mais atrativa. Os benefícios do MDL foram ponto chave para ir em frente e implementar a atividade de projeto.

Portanto, a atividade de projeto é financeiramente adicional.

Conclusão da Etapa 2: É improvável que a atividade de projeto de MDL proposta seja a mais financeiramente /economicamente atrativa (conforme Passo 2c parágrafo 11a) é ou seja financeiramente/economicamente atrativa (conforme Passo 2c parágrafo 11b).

Etapa 3: Análise de Barreiras

Como concluído pela análise de sensibilidade, o projeto não é a opção mais atrativa financeiramente, portanto esta análise torna-se desnecessária.

Etapa 4: Análise de prática comum

Esta análise é baseada na versão 01.0 do “*Guia para Prática Comum*”, e tem o propósito de complementar a análise de investimento, discutindo a prática comum existente do setor e região relevantes à atividade de projeto. Os seguintes passos claramente demonstram que a atividade de projeto não representa prática comum.

A lista das usinas hidrelétricas que operam no país é disponibilizada pela ANEEL⁵.

PASSO 1: Calcular o limite de potência aplicável como +/-50% da capacidade de potência da atividade de projeto proposta.

Os projetos a serem considerados na análise devem ter potência instalada entre 26,925 MW (50% acima da PCH da Engenheiro Ernesto Jorge Dreher) e 6,615 MW (50% abaixo da capacidade instalada da PCH Engenheiro Henrique Kotzian que é 13,230 MW).

STEP 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que possuem a mesma saída ou capacidade, com o limite da potência calculada no Passo 1, como a atividade de projeto proposta e tem o início da operação comercial antes da data do início do projeto.

Como padrão, foi considerado o país anfitrião inteiro como área geográfica aplicável.

As usinas identificadas no Passo 1 que entregam a mesma saída dentro do limite de potência aplicável da atividade de projeto são apresentadas abaixo⁶:

⁵ <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>

⁶ Foram consideradas as hidrelétricas e PCHs que tornaram-se operacionais de Julho 2004 a July 2009. Esta abordagem será explicada no Passo 3.



Ano	Usina	Estado
2004		
1	Rio Branco	RO
2	Campo Florido	MG
3	Coinbra-Frutesp	SP
4	Miguel Forte	PR
5	Corn Mogi	SP
6	Iguatemi Bahia	BA
2005		
7	Faxinal II	MT
8	Cacté	AL
9	Vertente	SP
2006		
10	Carlos Gonzatto	RS
11	Esmeralda	RS
12	Piranhas	GO
13	São Bernardo	RS
14	Contagem	MG
15	Agrovale	BA
16	Goianésia	GO
17	Pirai	PR
18	Água Bonita	SP
19	Coruripe	AL
20	Fartura	SP
21	Giasa II	PB
22	Jalles Machado	GO
23	Mandu	SP
24	Winimport	PR
25	Água Doce	SC
2007		
26	Flor do Sertão	SC
27	José Gelásio da Rocha	MT
28	Ponte Alta	MS
29	Bunge Araxá	MG
30	Itaenga	PE
31	Fartura	SP
32	Usaciga	PR
33	Jitituba Santo Antônio	AL
34	Millennium	PB
2008		
35	Boa Sorte	TO
36	Bonfante	MG/RJ
37	Caçador	RS
38	Cachoeira da Lixa	BA
39	Calheiros	RJ/ES
40	Carangola	MG
41	Colino I	BA
42	Colino II	BA
43	Cotiporã	RS
44	Du Ilha	RS
45	Funil	MG
46	Lagoa Grande	TO
47	Mambai II	GO
48	Plano Alto	SC
49	Riacho Preto	TO
50	Salto Buriti	PA
51	São Joaquim	ES
52	Viena	MA
53	Imcopa	PR
54	CNT	GO
55	Cidade Nova	AM
56	Gusa Nordeste	MA
57	São João Biogás	SP
58	São José	PE
59	Pitangueiras	SP
60	Santa Cruz AB	SP
61	Carneirinho	MG
62	São José Colina	SP
63	Pirapama	PE
64	Iolando Leite	SE
65	Ecoluz	PR
66	Parque Eólico de Beberibe	CE
67	Taíba Albatroz	CE
68	Paracuru (SHF Énergies)	CE
69	Canoa Quebrada (RV)	CE
70	Canoa Quebrada	CE
2009		
71	Cocais Grande	MG
72	Linha Emilia	RS
73	Monte Serrat	RJ/MG
74	Ouro	RS
75	Planalto	GO/MS
76	Retiro Velho	GO
77	REFAP	RS
78	Ripasa	SP
79	Convap	PI
80	São Judas Tadeu	MG
81	Guarani - Cruz Alta	SP
82	Monte Alegre	MG
83	Guariroba	SP
84	Atlântica	PB



$N_{all} = 84$

Step 3: Com as usinas identificadas no Passo 2, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposta.

Para a análise da Prática Comum, foi realizado um levantamento das atividades que se tornaram operacionais entre julho de 2004 (quando o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro começou a operar) e o início das operações da atividade de projeto, em julho de 2009 (início da operação da PCH Jorge Dreher), de forma a estabelecer uma gama de projetos que podem ser considerados similares à atividade de projeto, conforme a definição do item 4, do “*Guia para Prática Comum*”, versão 01.0.

As centrais térmicas e eólicas foram incluídos na análise, mas, devido a tecnologia de geração diferente (comparando com a atividade de projeto MDL) devem ser incluídos no cálculo N_{diff} .

Para as Centrais Hidrelétricas (geração de tecnologia similar) foram consideradas na análise os projetos que são semelhantes às atividade de projeto e se tem ou não os incentivos financeiros. Isto está relacionado com o clima de investimento na data da decisão de investimento: os subsídios ou outros fluxos financeiros, políticas de promoção e regulamentos legais. Também devem ser incluídos no cálculo N_{diff} .

Requisitos Legais

Histórico do setor elétrico brasileiro

Nas décadas recentes, o setor elétrico brasileiro passou por diversas mudanças até chegar ao seu atual modelo. No passado, o setor elétrico era composto quase que exclusivamente por companhias de propriedade do governo, mas a partir de 1995, devido ao crescimento das taxas de juros internacionais e a incapacidade de investimento, o governo brasileiro foi forçado a vislumbrar novas alternativas. A solução recomendada foi que se iniciasse o processo de privatização do setor e desregulamentação do mercado.

Durante os anos de 2003 e 2004 o governo federal lançou as bases de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro fundamentado pelas Leis nº 10.847⁷ (a qual criou a Empresa de Pesquisa Energética – EPE que é responsável pelo planejamento de longo prazo do setor energético) e nº 10.848⁸, de 15 de março de 2004 (que estabelece as formas de comercialização de energia no ambiente do mercado livre, entre outros assuntos) e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004⁹ (que regula a comercialização de energia e os procedimentos de concessão da geração de eletricidade).

A tabela 12 mostra o sumário das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o atual modelo, que resultou em mudanças nas atividades de alguns agentes do setor.

⁷ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410847.pdf>

⁸ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410848.pdf>

⁹ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>

Tabela 12: Sumário das diversas mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE¹⁰

Como pode ser visto na tabela 12, o modelo da matriz energética atual foi implementado em 2004, tendo como ponto como marco legal o Decreto número 5.163 emitido em 30 de julho de 2004. Antes da emissão deste Decreto, o ambiente de investimento era diferente do atual, portanto, não similar à atividade de projeto proposta.

Subsídios ou outros fluxos financeiros e políticas promocionais

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

¹⁰ Mudanças ocorridas no sistema elétrico Brasileiro:

<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=3df6a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>



Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), estabelecido pelo Decreto 5.025 de 2004¹¹.

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

O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável por definir as diretrizes, elaborar o planejamento do Programa e definir o valor econômico de cada fonte. A Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) tem o papel de agente executora, com a missão de fazer os Contratos de Compra e Venda de Energia (CCVE)¹², ou em inglês, Power Purchase Agreements - PPA.

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

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

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

Outras atividades de projeto já registradas como projeto MDL não foram incluídas na análise da prática comum¹³.

Considerando o exposto acima e o “*Guia para Prática Comum*”, no período de julho de 2004 a julho de 2009 tornaram-se operacionais 84 projetos similares à atividade de projeto, como listado na tabela 11. Ainda nesta tabela, existe uma coluna em que forma destacados os empreendimentos que fizeram uso do PROINFA para sua implementação.

¹¹ Decreto 5.025 de 2004 que estabelece o PROINFA http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5025.htm

¹² Definição disponível na página virtual do Ministério de Minas e Energia (MME) na página <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>

¹³ As fontes públicas de dados utilizados para a pesquisa foram:

UNFCCC website – <http://unfccc.int>

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

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

**Tabela 13** – Plantas de geração de energia similares que tornaram-se operacionais entre julho de 2004 e julho de 2009.

Ano	Usina	Estado	Tecnologia	Incentivo
2004				
1	Rio Branco	RO	Hydro	No incentives available
2	Campo Florido	MG	Thermal	
3	Coinbra-Frutesp	SP	Thermal	
4	Miguel Forte	PR	Thermal	
5	Corn Mogi	SP	Thermal	
6	Iguatemi Bahia	BA	Thermal	
2005				
7	Faxinal II	MT	Hydro	No incentive
8	Caceté	AL	Thermal	
9	Vertente	SP	Thermal	
2006				
10	Carlos Gonzatto	RS	Hydro	PROINFA
11	Esmeralda	RS	Hydro	PROINFA
12	Piranhas	GO	Hydro	PROINFA
13	São Bernardo	RS	Hydro	PROINFA
14	Contagem	MG	Thermal	
15	Agrovale	BA	Thermal	
16	Goianésia	GO	Thermal	
17	Pirai	PR	Thermal	
18	Água Bonita	SP	Thermal	
19	Coruripe	AL	Thermal	
20	Fartura	SP	Thermal	
21	Guaia II	PB	Thermal	
22	Jalles Machado	GO	Thermal	
23	Mandu	SP	Thermal	
24	Winimport	PR	Thermal	
25	Água Doce	SC	Wind	
2007				
26	Flor do Sertão	SC	Hydro	PROINFA
27	José Gelásio da Rocha	MT	Hydro	PROINFA
28	Ponte Alta	MS	Hydro	PROINFA
29	Bunge Araxá	MG	Thermal	
30	Itaenga	PE	Thermal	
31	Fartura	SP	Thermal	
32	Usaciga	PR	Thermal	
33	Jitituba Santo Antônio	AL	Thermal	
34	Millennium	PB	Wind	
2008				
35	Bou Sorte	TO	Hydro	PROINFA
36	Bonfante	MG/RJ	Hydro	PROINFA
37	Caçador	RS	Hydro	PROINFA
38	Cachoeira da Lixa	BA	Hydro	PROINFA
39	Calheiros	RJ/ES	Hydro	PROINFA
40	Carangola	MG	Hydro	PROINFA
41	Colino I	BA	Hydro	PROINFA
42	Colino II	BA	Hydro	PROINFA
43	Cotiporã	RS	Hydro	PROINFA
44	Da Ilha	RS	Hydro	PROINFA
45	Funil	MG	Hydro	PROINFA
46	Lagoa Grande	TO	Hydro	PROINFA
47	Mambai II	GO	Hydro	PROINFA
48	Plano Alto	SC	Hydro	PROINFA
49	Riacho Preto	TO	Hydro	PROINFA
50	Salto Buriti	PA	Hydro	No incentive
51	São Joaquim	ES	Hydro	PROINFA
52	Viena	MA	Thermal	
53	Imcopa	PR	Thermal	
54	CNT	GO	Thermal	
55	Cidade Nova	AM	Thermal	
56	Gusa Nordeste	MA	Thermal	
57	São João Biogis	SP	Thermal	
58	São José	PE	Thermal	
59	Pitangueiras	SP	Thermal	
60	Santa Cruz AB	SP	Thermal	
61	Carneirinho	MG	Thermal	
62	São José Colina	SP	Thermal	
63	Pirapama	PE	Thermal	
64	Iolando Leite	SE	Thermal	
65	Ecoluz	PR	Thermal	
66	Parque Eólico de Beberibe	CE	Wind	
67	Taiba Albatroz	CE	Wind	
68	Paracuru (SHF Énergies)	CE	Wind	
69	Canoa Quebrada (RV)	CE	Wind	
70	Canoa Quebrada	CE	Wind	
2009				
71	Cocais Grande	MG	Hydro	PROINFA
72	Linha Emilia	RS	Hydro	PROINFA
73	Monte Serrat	RJ/MG	Hydro	PROINFA
74	Ouro	RS	Hydro	No incentive
75	Planalto	GO/MS	Hydro	No incentive
76	Retiro Velho	GO	Hydro	PROINFA
77	REFAP	RS	Thermal	
78	Ripasa	SP	Thermal	
79	Convap	PI	Thermal	
80	São Judas Tadeu	MG	Thermal	
81	Guarani - Cruz Alta	SP	Thermal	
82	Monte Alegre	MG	Thermal	
83	Guariroba	SP	Thermal	
84	Atlântica	PB	Wind	

Source: Supervision of generation services¹⁴

Dentre as PCHs que se tornaram operacionais neste período, 27 foram implementadas com incentivo do PROINFA, podendo ser portanto consideradas diferentes da atividade de projeto.

Então, $N_{diff} = 79$

Passo 4: Calcular o fator $F = 1 - N_{diff}/N_{all}$ representando a faixa de usinas que usam tecnologia similar à tecnologia usada na atividade de projeto proposta considerando todas as plantas que entregam a mesma saída ou capacidade que a atividade de projeto proposta. A atividade de projeto proposta é uma prática comum no setor na área geográfica aplicável se o fator F é maior que 0.2 e $N_{all} - N_{diff}$ é maior que 3.

De acordo com os requisitos da versão 01.0 of “*Guia para Prática Comum*”, o fator F que representa “a faixa de usinas que usam tecnologia similar à tecnologia usada na atividade de projeto proposta considerando todas as plantas que entregam a mesma saída ou capacidade que a atividade de projeto proposta” deve ser calculada como segue:

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

$$F = 1 - 79 / 84$$

$$F = 0,06$$

Conclusão da Etapa 4: À luz da explanação fornecida acima e considerando os valores do fator “F” e “ $N_{all} - N_{diff}$ ”, é possível concluir que a implementação de plantas hidrelétricas similares à atividade de projeto não é uma prática comum no Brasil, sendo portanto elegível ao MDL segundo seus requisitos.

B.6. Reduções de Emissões:

B.6.1. Explicação da(s) metodologia(s) escolhida(s):

As reduções de emissões da atividade de projeto (ER_y) são quantificadas pela subtração das emissões do projeto ($PE_{HP,y}$) das emissões da linha de base (BE_y).

$$ER_y = BE_y - PE_{HP,y}$$

Onde:

ER_y Redução de emissão no ano y (tCO_2e);

BE_y Emissões da linha de base no ano y (tCO_2e);

PE_y Emissões do projeto com origem em reservatórios de hidrelétricas no ano y (tCO_2e)

Emissões do projeto ($PE_{HP,y}$)

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



Segundo a versão 12.3.0 da metodologia ACM0002, para atividades de projeto de energia hidrelétrica que resultam em um novo reservatório, os proponentes do projeto devem calcular a emissão de CO₂ e CH₄ do reservatório estimando conforme segue abaixo:

a) se a densidade de potência (*PD*) do projeto for maior que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m²:

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$

Onde:

$PE_{HP,y}$ Emissões do reservatório no ano *y* (tCO₂e);

EF_{Res} Fator de emissão padrão para emissões do reservatório no ano *y* (kgCO₂e/MWh);

TEG_y Total da energia elétrica gerada pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a fornecida para uso interno, no ano *y* (MWh).

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

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

Desta forma, para determinar as emissões do reservatório, deve-se primeiramente determinar a densidade de potência da atividade de projeto, calculada da seguinte maneira:

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

Onde:

PD Densidade de potência da atividade de projeto em W/m².

Cap_{PJ} Capacidade instalada da central hidrelétrica depois da implementação da atividade de projeto (W).

Cap_{BL} Capacidade instalada da central hidroelétrica antes da implementação da atividade de projeto (W). Para novas centrais hidrelétricas este valor é zero.

A_{PJ} Área mensurada do reservatório de água em sua superfície, depois da implementação da atividade de projeto, quando o mesmo está cheio (m²).

A_{BJ} Área mensurada do reservatório de água em sua superfície, antes da implementação da atividade de projeto, quando o mesmo está cheio (m²). Para novas centrais hidrelétricas este valor é zero.

Para a PCH Jorge Dreher, o valor da *PD* é:

$$PD = \frac{17.950.000 - 0}{830.000 - 0} = 21,63 \text{ W/m}^2$$

Para a PCH Henrique Kotzian, o valor da *PD* é:

$$PD = \frac{13.230.000 - 0}{660.000 - 0} = 20,05 \text{ W/m}^2$$

Portanto, as emissões do reservatório ($PE_{HP,y}$) são nulas para ambas as hidrelétricas da atividade de projeto porque as densidades de potência de ambas são maiores que 10 W/m^2 .

Emissões da linha de base (BE_y)

As emissões da linha de base (BE_y em tCO_2) são o produto do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$ em tCO_2/MWh), vezes a eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede ($EG_{PJ,y}$ em MWh), como se segue:

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

Onde:

BE_y São as emissões de linha de base medidas em $\text{tCO}_2\text{e/ano}$;

$EG_{PJ,y}$ Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e exportada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL ano y em MWh ;

$EF_{grid,CM,y}$ Margem Combinada para o fator de emissão de CO_2 da rede geradora no ano y, calculada usando a versão mais recente da “ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico” em (tCO_2/MWh).

Energia Gerada ($EG_{PJ,y}$)

A atividade de projeto é a instalação de uma nova planta de geração renovável conectada a rede em local de nenhuma outra planta estava operando antes da implantação da atividade de projeto sendo assim classificada como uma planta do tipo Greenfield de geração de energia.

A $EG_{PJ,y}$ é baseada na estimativa da eletricidade a ser injetada anualmente na rede pela atividade de projeto, a qual leva em consideração a energia assegurada das usinas, informação esta fornecida pela ANEEL e pelo Ministério de Minas e Energia do governo brasileiro. Então:

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

Onde:

$EG_{PJ,y}$ Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e exportada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL ano y em MWh ;

$EG_{facility,y}$ Quantidade de geração líquida de eletricidade suprida para a rede pela planta/unidade no ano y (MWh/ano).

$$EG_{facilities,y} = EG_{PJ,y} = EG_{\text{Engenheiro Ernesto Jorge Dreher,y}} + EG_{\text{Engenheiro Henrique Kotzian,y}}$$

$$EG_{PJ,y} = 107.222 + 75.949 = 183.172 \text{ MWh/year}$$

**B.6.2. Dados e Parâmetros disponíveis para validação:**

Dado / Parâmetro:	Cap_{BL}
Unidade:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica anterior à implementação da atividade de projeto. Para novas usinas, esse valor é zero.
Fonte de dado utilizada:	Local do projeto.
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos atualmente aplicados:	Determinação da capacidade instalada baseada em padrões reconhecidos.
Comentários:	

Data / Parameter:	A_{BL}
Data unit:	m^2
Description:	Área do reservatório simples ou múltiplo medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é zero.
Source of data used:	Local do projeto.
Value applied:	0
Justification of the choice of data or description of measurement methods and procedures actually applied :	Medido a partir de levantamentos topográficos e imagens de satélites.
Any comment:	

Parâmetro fixo:

Dado / Parâmetro:	EF_{res}
Unidade do dado:	kgCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de emissão padrão para emissão de reservatórios.
Fonte do dado utilizado:	Decisão da Reunião 23 do Comitê Executivo, anexo 5..
Valor do dado:	90
Procedimentos de medição:	Valor padrão.
Frequência de Monitoramento:	Anual.
Procedimentos QA/QC	-

a serem aplicados:	
Comentários:	Aplicável para calcular as emissões da atividade de projeto relativas às usinas cuja densidade de potência seja maior que 4 W/m ² e menor ou igual que 10 W/m ² .

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

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o centro dos dados a serem determinados no cenário da linha de base. No Brasil, a rede é interligada através do SIN em um sistema único¹⁵.

Cálculo do Fator de Emissão ($EF_{grid,CM,y}$)

Para o cálculo do fator de emissão da linha de base, os sete passos abaixo devem ser seguidos:

PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante.

Considerando o estabelecido pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, versão 02.2.0, e o fato da AND brasileira ter publicado a Resolução nº 8 emitida em 26 de maio de 2008, na qual define o Sistema Nacional Interconectado como um sistema único que cobre todos as cinco macro regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro Oeste), os limites do sistema elétrico brasileiro são bem definidos.

PASSO 2. Selecionar quando da inclusão de usinas *off-grid* no sistema elétrico do projeto (opcional).

Desde que a AND brasileira somente disponibiliza o cálculo do fator de emissão com base em informações de usinas conectadas a rede, as usinas *off-grid* não são consideradas.

PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM).

O método adotado para calcular a margem de operação é o “Método de análise do despacho OM”. O cálculo é realizado pela AND brasileira e disponibilizado publicamente.

O Fator de Emissão pelo método da Análise de Despacho (OM), é calculado como segue:

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

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Dados da margem de operação do fator de emissão de CO₂ da energia despachada no ano y (tCO₂/MWh);

¹⁵ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24562.pdf

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade substituída pela atividade de projeto em horas (h) no ano y (MWh);

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

$EG_{PJ,y}$ = Energia total substituída pela atividade de projeto no ano y (MWh).

PASSO 4. Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado.

Para efeito de uma boa estimativa *ex-ante* do fator de emissão da margem de operação, será utilizada para estimar o valor de $EF_{grid,MO-DD,y}$, a média aritmética dos fatores de emissões mensais publicados pela AND para o período de um ano (mais recentes dados disponíveis)¹⁶.

Tabela 14: Fator de emissão da margem de operação (OM) para o ano de 2010.

Fator de Emissão Médio da Margem de Operação (tCO ₂ /MWh)												
	MÊS											
2010	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	0,2111	0,2798	0,2428	0,2379	0,3405	0,4809	0,4347	0,6848	0,7306	0,7320	0,7341	0,6348

Desta forma, teremos que o Fator de Emissão da Margem de Operação é:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = 0,4787$$

PASSO 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM).

As unidades geradoras incluídas no cálculo do fator de emissão da margem de construção (BM) são definidas pela AND brasileira a qual é responsável pelo cálculo desta variável. O resultado deste é publicado em seu *website* para consulta.

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (BM) é calculado como se segue:

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

Para o fator de emissão da margem de construção $EF_{grid,BM,y}$ será adotado o valor disponibilizado pela AND para o ano de 2010 (últimos dados disponíveis)¹⁷.

Tabela 15: Fator de emissão da margem de construção para o ano de 2010.

	Fator de emissão médio (tCO ₂ /MWh) – ANUAL
2010	0,1404

¹⁶ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>

¹⁷ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>

Assim, a margem de construção é:

$$EF_{grid,BM,y} = 0,1404$$

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

Para o cálculo do fator de emissão da margem combinada (EF_y) é utilizada uma média ponderada entre os dois fatores acima citados, considerando o peso de 50% para EF_{OMY} e EF_{BMY} para cada. Como medida conservadora, é apresentado abaixo o fator de emissão calculado utilizando-se valores com quatro casas decimais, arredondadas para baixo, o que resulta em:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,4787 * 0,5 + 0,1404 * 0,5 = 0,3095 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

As emissões da linha de base são proporcionais à eletricidade entregue à rede durante o período de duração do projeto. São calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$) pela eletricidade gerada pela atividade de projeto.

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

$$BE_y = 0,3095 * 183.172 = \mathbf{56.691 \text{ tCO}_2\text{/ano}}$$

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

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$ER_y = 56.691 - 0 = 56.691 \text{ (tCO}_2\text{e)}$$

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

Tabela 16: Sumário da estimativa *ex-ante* de reduções de emissões

Ano	EG _y (MWh)	PE _y (tCO ₂)	BE _y (tCO ₂)	ER _y (tCO ₂ /ano)
2013	183.172	0	56.691	56.691
2014	183.172	0	56.691	56.691
2015	183.172	0	56.691	56.691
2016	183.172	0	56.691	56.691
2017	183.172	0	56.691	56.691
2018	183.172	0	56.691	56.691
2019	183.172	0	56.691	56.691
Total	1.282.204	0	396.836	396.836
Média Anual	183.172	0	56.691	56.691

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

**B.7.1 Dados e Parâmetros monitorados:**

Dado / Parâmetro:	$EG_{Engenheiro\ Ernesto\ Jorge\ Dreher,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade líquida fornecida pela PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher para a rede no ano y.
Fonte do dado utilizado:	Local do projeto
Valor do dado aplicado na seção B.5 para propósitos de cálculo das reduções esperadas:	107.222
Procedimentos de medida:	A eletricidade injetada na rede será registrada por medidores unidirecionais (um principal e um de retaguarda). Os medidores precisam atender padrões nacionais estabelecidos pelo modulo 12.2 da ONS (disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx), e regulamentações industriais que garantam sua acurácia (classe 0.2). Para segurança, os medidores serão lacrados após a calibração.
Frequência de Monitoramento:	Medição contínua e gravação mensal.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Estes dados serão utilizados para calcular as reduções de emissões. Os dados serão arquivados mensalmente (eletronicamente) mantidos arquivados durante o período de creditação mais dois anos após seu término. Os dados dos medidores serão contra conferidos com o banco de dados da CCEE para verificação de sua coerência.
Comentários:	$EG_{facilities,y} = EG_{PJ,y} = EG_{Engenheiro\ Ernesto\ Jorge\ Dreher,y} + EG_{Engenheiro\ Henrique\ Kotzian,y}$

Dado / Parâmetro:	$EG_{Engenheiro\ Henrique\ Kotzian,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade líquida fornecida pela PCH Engenheiro Henrique Kotzian para a rede no ano y.
Fonte do dado utilizado:	Local do projeto
Valor do dado aplicado na seção B.5 para propósitos de cálculo das reduções esperadas:	75.949
Descrição do método de medição e procedimentos a serem aplicados:	A eletricidade injetada na rede será registrada por medidores unidirecionais (um principal e um de retaguarda). Os medidores precisam atender padrões nacionais estabelecidos pelo modulo 12.2 da ONS (disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx), e regulamentações industriais que garantam sua acurácia (classe 0.2). Para segurança, os medidores serão lacrados após a calibração.



Frequência de Monitoramento:	Medição contínua e gravação mensal.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Estes dados serão utilizados para calcular as reduções de emissões. Os dados serão arquivados mensalmente (eletronicamente) mantidos arquivados durante o período de creditação mais dois anos após seu término. Os dados dos medidores serão contra conferidos com o banco de dados da CCEE para verificação de sua coerência.
Comentários:	$EG_{facilities,y} = EG_{PJ,y} = EG_{Engenheiro Ernesto Jorge Dreher,y} + EG_{Engenheiro Henrique Kotzian,y}$

Dado / Parâmetro:	$TEG_{Engenheiro Ernesto Jorge Dreher,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade total produzida pela PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher, incluindo a eletricidade fornecida a rede e aquela consumida pelas dependências internas da usina, no ano y.
Fonte do dado utilizado:	Local do projeto
Procedimentos de medição:	Medidores de eletricidade.
Frequência de Monitoramento:	Medição contínua e gravação mensal.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	-
Comentários:	Aplicável para calcular as emissões da atividade de projeto caso esta passe a ter valores de densidade de potência sejam maiores que 4 W/m ² e menores ou iguais a 10 W/m ² .

Dado / Parâmetro:	$TEG_{Engenheiro Henrique Kotzian,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade total produzida pela PCH Engenheiro Henrique Kotzian, incluindo a eletricidade fornecida a rede e aquela consumida pelas dependências internas da usina, no ano y.
Fonte do dado utilizado:	Local do projeto
Procedimentos de medição:	Medidores de eletricidade.
Frequência de Monitoramento:	Medição contínua e gravação mensal.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	-
Comentários:	Aplicável para calcular as emissões da atividade de projeto caso esta passe a ter valores de densidade de potência sejam maiores que 4 W/m ² e menores ou iguais a 10 W/m ² .

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de Emissão da Margem Combinada para atividade de geração conectada à



	uma rede, no ano y , calculada utilizando a versão mais recente da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Fonte do dado utilizado:	Baseado em dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada).
Valor do dado aplicado na seção B.5 para propósitos de cálculo das reduções esperadas:	0,3095
Procedimentos de medição:	A margem combinada é calculada através de uma média ponderada, considerando o $EF_{grid,OM-DD,y}$ e o $EF_{grid,BM,y}$ e os pesos w_{OM} e w_{BM} padrão 0,5.
Frequência de Monitoramento:	Anual.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Como o determinado pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Comentários:	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados referentes ao ano de 2010 (dados mais recentes disponíveis). Fonte: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,OM-DD,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de Emissão de CO ₂ da margem de operação da rede, no ano y .
Fonte do dado utilizado:	Baseado em dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada).
Valor do dado aplicado na seção B.5 para propósitos de cálculo das reduções esperadas:	0,4787
Procedimentos de medição:	De acordo com os procedimentos estabelecidos pela versão mais recente da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Frequência de Monitoramento:	De acordo com os procedimentos estabelecidos pela versão mais recente da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Este dado será anualmente atualizado para ser utilizado no cálculo <i>ex-post</i> do Fator de Emissão da Margem Combinada.
Comentários:	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados referentes ao ano de 2010 (dados mais recentes disponíveis). Fonte: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de Emissão de CO ₂ da margem de construção da rede, no ano y .
Fonte do dado utilizado:	Dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada) para o ano y .
Valor do dado:	0,1404
Procedimentos de	De acordo com os procedimentos estabelecidos pela versão mais recente da



medição:	"Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Frequência de Monitoramento:	De acordo com os procedimentos estabelecidos pela versão mais recente da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	Medição contínua e atualização anual para o cálculo <i>ex-post</i> das reduções de emissões.
Comentários:	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados referentes ao ano de 2010 (dados mais recentes disponíveis). Fonte: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora

Dado / Parâmetro:	<i>Cap_{PJ} Ernesto Jorge Dreher</i>
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina PCH hidrelétrica PCH Ernesto Jorge Dreher após a implementação da atividade de projeto.
Fonte do dado utilizado:	Dados de placa dos equipamentos instalados no local do projeto.
Procedimentos de medição:	Determinado por padrões reconhecidos.
Valor do dado aplicado na seção B.5 para propósitos de cálculo das reduções esperadas:	17.950.000
Frequência de Monitoramento:	Anual.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	-
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	<i>Cap_{PJ} Henrique Kotzian</i>
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina PCH hidrelétrica PCH Ernesto Jorge Dreher após a implementação da atividade de projeto.
Fonte do dado utilizado:	Dados de placa dos equipamentos instalados no local do projeto.
Procedimentos de medição:	Determinado por padrões reconhecidos.
Valor do dado aplicado na seção B.5 para propósitos de cálculo das reduções esperadas:	13.230.000
Frequência de Monitoramento:	Anual.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	-
Comentários:	-



Dado / Parâmetro:	A_{PJ} – Ernesto Jorge Dreher
Unidade do dado:	m^2
Descrição:	Área do reservatório simples ou múltiplo medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando cheio ou na máxima cota.
Fonte do dado utilizado:	Licença de Operação emitida pela FEPAM em 18 de junho de 2009 – LO_2968/2009-DL.
Valor do dado:	830.000
Procedimentos de medição:	Medido a partir de levantamentos topográficos e imagens de satélites.
Frequência de Monitoramento:	Anual
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	As medidas preventivas contra erosão e o programa de recuperação das áreas de preservação permanente (APPs) permitirão o monitorar a estabilidade das encostas e margens do reservatório, gerando informações extras sobre a área do reservatório.
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	A_{PJ} – Henrique Kotzian
Unidade do dado:	m^2
Descrição:	Área do reservatório simples ou múltiplo medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando cheio ou na máxima cota.
Fonte do dado utilizado:	Licença de Operação emitida pela FEPAM em 02 de março de 2011 – LO1122/2011-DL.
Valor do dado:	660.000
Procedimentos de medição:	Medido a partir de levantamentos topográficos e imagens de satélites.
Frequência de Monitoramento:	Anual
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	As medidas preventivas contra erosão e o programa de recuperação das áreas de preservação permanente (APPs) permitirão o monitorar a estabilidade das encostas e margens do reservatório, gerando informações extras sobre a área do reservatório.
Comentários:	-

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

O plano de monitoramento para a atividade de projeto é baseado na versão 12.3.0 da metodologia ACM0002 e consiste no monitoramento da geração de eletricidade da atividade de projeto, da área da superfície do reservatório em seu nível mais alto, da potência instalada após a implementação do projeto e dos fatores de emissão de CO₂.

1) Geração de Energia e Sistema de Medição - $EG_{facility,y}$ ($= EG_{PJ,y}$):

Características Gerais do Sistema de Medição



Os procedimentos designados para o monitoramento da geração de eletricidade pela atividade de projeto seguem os parâmetros e regulamentos do setor energético Brasileiro. O Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são os órgãos responsáveis pela especificação dos requerimentos técnicos do sistema de medição de energia para faturamento, ou seja, essas entidades monitoram e aprovam projetos para uma correta contagem de energia.

O agente responsável pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF) desenvolve o projeto de acordo com as especificações técnicas das medições para faturamento, as quais devem incluir a localização dos pontos de medição, painéis de medição, medidores e sistemas para medições locais e remotas.

Segundo o determinado pelo sub-módulo 12.1 do Procedimento de Rede¹⁸, o SMF é um sistema composto pelos medidores principal e de retaguarda, pelos transformadores para instrumentos, pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento”.

O sistema de medição registra a energia gerada. Existem 6 medidores para registrar a geração de energia da atividade de projeto (três principais e três de retaguarda). Há um medidor principal e um retaguarda instalados em painéis localizados nas casas de força das usinas da atividade de projeto. Tais medidores enviam informações para os proponentes do projeto (BMEs), para sua equipe operacional (COPREL) e para o SINERCOM/CCEE (Sistema de Monitoramento da Geração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Estas informações são utilizadas pela CCEE para estabelecer quanto a usina gerou (antes das perdas de transmissão). As medições da energia efetivamente injetada na rede são feitas no terceiro par de medidores (principal e retaguarda) instalados na Sub-estação da hidrelétrica Salto do Jacuí, ponto onde a energia gerada pela atividade de projeto é injetada na rede. Este terceiro par de medidores registrar a energia gerada pelas duas usinas da atividade de projeto desde que as linhas que vem de cada uma, são unidas em determinado ponto antes de alcançarem os medidores. Utilizando-se os dados dos medidores instalados nas casas de força das duas usinas, os agentes reguladores podem estabelecer o volume de energia gerada por cada unidade.

Apesar de estar localizado dentro da subestação da hidrelétrica Salto do Jacuí, o par de medidores acima mencionado é independente da energia gerada por esta usina. Eles medem exclusivamente a energia gerada pelas usinas da atividade de projeto.

Para este sistema é garantida a inviolabilidade dos dados. Após a calibração dos medidores, estes são lacrados para segurança.

Para uma melhor compreensão, vide a figura 4.

Os dados armazenados nos medidores são coletados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE da CCEE, remota e automaticamente, por meio de acesso direto aos medidores do agente, ou por intermédio da Unidade de Coleta de Medição – UCM do agente.

¹⁸ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.1_Rev_1.0.pdf

Utilizando as informações coletadas nos três pares de medidores, a CCEE fornece os relatórios de geração correspondentes a cada usina, usados para a comercialização da energia.

Portanto, a CCEE é responsável pela leitura mensal e manutenção dos dados gravados de energia despachada. Se qualquer problema acontece no armazenamento do medidor local, a leitura correspondente à quantidade de energia daquele período não será perdida, pois a CCEE terá os registros dos medidores promovidos on-line.

Toda informação relacionada ao monitoramento do projeto será disponibilizada pelos participantes do projeto no momento da verificação dos créditos e será arquivada por dois anos após o fim do último período de creditação.

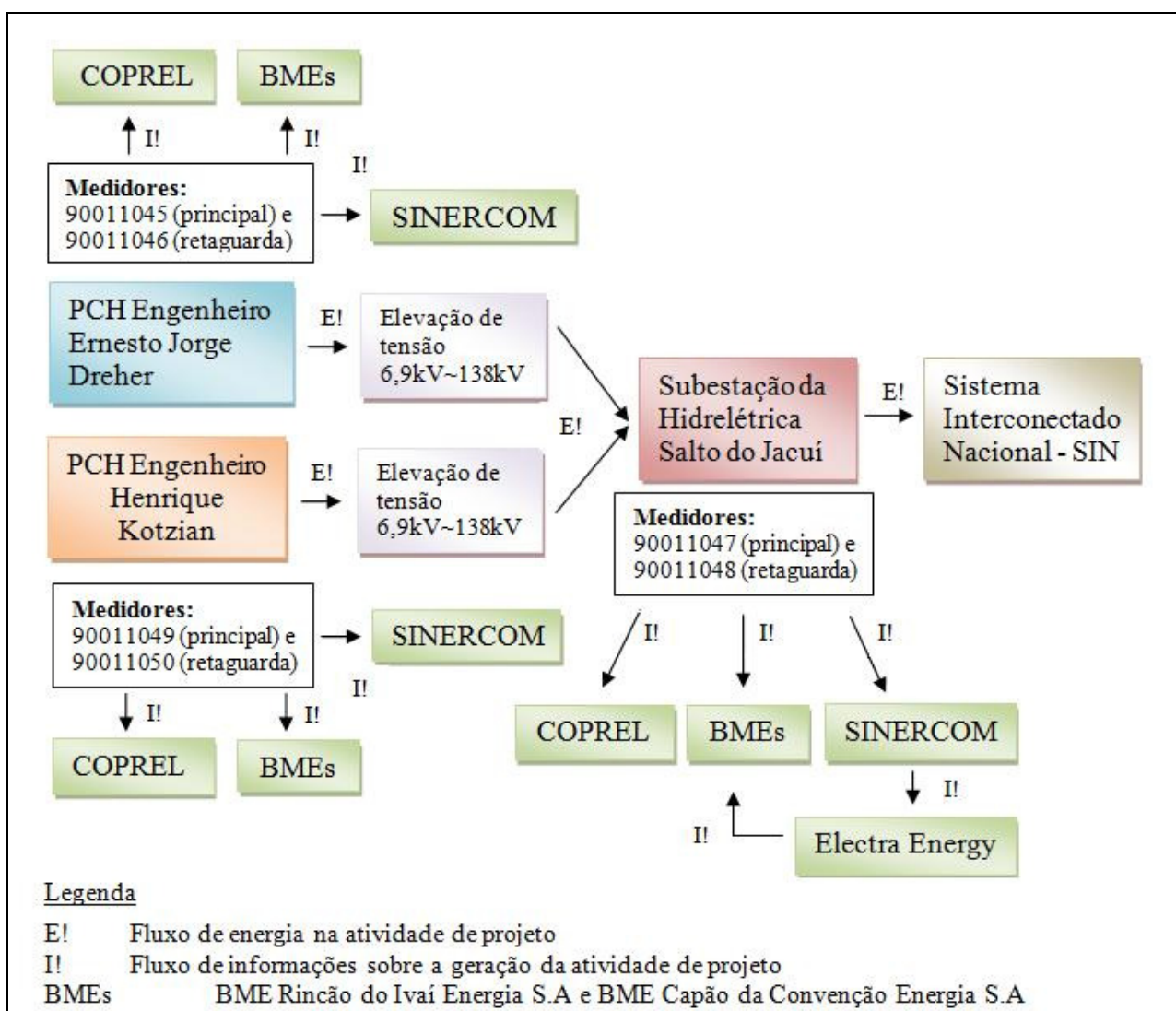


Figura 4: Gráfico de fluxo de energia gerada e informações sobre a geração

Monitoramento de Dados:

As leituras dos medidores são utilizadas para calcular as reduções de emissões. Os passos de seu monitoramento são os seguintes:

- (1) Os dados serão medidos em base horária e gravados mensalmente;
- (2) Planilhas contendo a eletricidade despachada à rede serão geradas; dados de medição da CCEE (do banco de dados da CCEE – SINERCON - terceiro), serão utilizados para contra-chequear os dados monitorados;
- (3) O proponente de projeto fornecerá à EOD os registros de geração e consumo das usinas, e as planilhas de geração do SINERCOM (geradas em área de acesso restrito de seu *website*), de forma que possa ser verificada a autenticidade das informações declaradas.
- (4) Os cálculos de redução de emissões e emissões do projeto, deverão ser gerenciadas pelo responsável pelo projeto na Carbotrader.

Controle de Qualidade:

(1) Calibração dos medidores:

A calibração dos medidores será conduzida por organizações que deverão estar de acordo com os padrões nacionais e regulamentos industriais para assegurar a acurácia do sistema. Após a calibração, os medidores deverão ser lacrados para segurança depois da calibração e os certificados de calibração serão arquivados juntamente com os dados de monitoramento. A classe de exatidão do equipamento que será utilizado no projeto, está em conformidade com os padrões nacionais (classe 2) determinada nos “Procedimentos de Rede” do Operador Nacional do Sistema (ONS), Módulo 12, sub-módulo 12.2¹⁹.

(2) Tratamento de Emergência:

Em caso de indisponibilidade de leitura de qualquer ponto de medição, decorrente de manutenções, comissionamento ou por qualquer outro motivo, será utilizada a metodologia de estimativa de dados conforme o item 14.3 do Procedimento de Comercialização PdC ME.01²⁰

Gerenciamento dos Dados:

Todas as questões relacionadas à construção das PCHs serão tratadas pelos gerentes / diretores responsáveis pelas BME Rincão do Ivaí e BME Capão da Convenção.

Os dados monitorados serão armazenados durante a duração da atividade de projeto. Neste caso, isto significa 7 anos (duração de um período de creditação) mais 2 anos após seu término, em concordância com a metodologia utilizada. Se o projeto for renovado por outros dois períodos, os dados serão armazenados por 21 anos mais dois anos, totalizando 23 anos de monitoramento.

Todos os dados reunidos serão eletronicamente registrados e armazenados pelo período acima descrito.

¹⁹ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf

²⁰ <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=67778d3ef9a3c010VgnVCM1000005e01010aRCRD>



As reduções de emissões a serem geradas serão calculadas regularmente pelo proponente do projeto e mantidas para a fase de verificação.

Procedimentos de Treinamento:

Todo treinamento necessário para a equipe de operação das usinas foi administrados pelos fornecedores dos equipamentos durante sua fases de instalação e pré operacional. Após a contratação da Cooperativa de Energia - COPREL para a execução das atividades de operação e manutenção das usinas, todas as atividades de treinamento passaram a ser fornecidas pela própria, para seus próprios funcionários.

Os procedimentos de emergência relacionados à operação da atividade de projeto (neste caso, saúde e segurança dos trabalhadores, segurança no que diz respeito à barragem, exercícios laborais, etc, que estejam de acordo com a legislação brasileira aplicável), serão incluídos nos procedimentos de treinamento que o proponente de projeto ou a terceira parte operadora fornecerá.

Ademais, procedimentos de operação, manutenção e calibração seguirão os padrões, especificações e regulamentações do Operador Nacional do Sistema (ONS).

2) Eletricidade total gerada pela atividade de projeto – TEG:

Eletricidade total gerada pela atividade de projeto, considerando a eletricidade fornecida para a rede e aquela fornecida para as instalações internas da usina, no ano y . Aplicável para atividades de projeto hidrelétricos com densidade de potência (PD) maior que 4 W/m^2 e menor ou igual a 10 W/m^2 . Portanto, este não é monitorado atualmente desde que ambas as usinas da atividade possuem PD maior que 10 W/m^2 .

3) Fatores de Emissão - $EF_{grid,CM,y}$, $EF_{grid,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$:

Os fatores de emissão de CO_2 envolvidos na estimativa *ex-ante* das reduções de GEE desta atividade de projeto ($EF_{grid,CM,y}$, $EF_{grid,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$), conforme mencionamos anteriormente, são os valores correspondentes ao ano de 2009 (disponibilizados pela AND brasileira). Estes podem ser conferidos em seu *website* (www.mct.gov.br/clima). Desta maneira, o monitoramento desses dados será *ex-post*, através do acesso periódico aos dados fornecidos pela AND.

4) Capacidade Instalada – Cap_{PJ} :

A capacidade instalada da usina após a implementação da atividade de projeto será monitorada anualmente através das seguintes formas:

- Especificações técnicas dos equipamentos instalados;
- Placas instaladas nos equipamentos;
- Fichas técnicas.

No Brasil, a capacidade instalada das usinas hidrelétricas é determinada e autorizada por uma agência regulatória competente. Além disso, qualquer modificação precisa ser autorizada e publicada. Portanto, qualquer nova autorização para o aumento da capacidade instalada da usina será anualmente monitorada. Será utilizada a capacidade instalada a qual é um padrão reconhecido para assegurar as características técnicas do projeto.



É importante também destacar que segundo a Resolução da ANEEL de número 407, emitida em 19 de outubro de 2000, se a potência instalada da usina variar em +/- 5% a capacidade autorizada (outorgada), uma revisão da capacidade autorizada precisa ser requisitada. Esta revisão não precisa ser solicitada pelos responsáveis pelas PCHs Engenheiro Ernesto Jorge Dreher e Engenheiro Henrique Kotzian visto que o incremento em sua capacidade somente excedeu 0,44% e 1,76% respectivamente, o outorgado pela ANEEL. Portanto, nenhuma revisão ou comunicação precisa ser feita segundo a Resolução ANEEL mencionada.

5) Área do Reservatório - *A_{PL}*:

Após a implementação da atividade de projeto, área do reservatório será medida anualmente na superfície da água, com o reservatório cheio. Para este propósito serão utilizados levantamentos topográficos ou imagens de satélite.

Autoridade e Responsabilidade:

A BME Rincão do Ivaí Energia S.A. e BME Capão da Convenção Energia S.A são as responsáveis pela manutenção e calibração dos equipamentos de monitoramento, atendimento às exigências operacionais e ações corretivas relacionadas a funcionalidade da PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher e PCH Engenheiro Henrique Kotzian respectivamente. Além disso, as companhias têm autoridade e responsabilidade para o registro, monitoramento e medições, assim como para gerenciar todos os assuntos relacionados a atividades de projeto, também para organizar recursos humanos e treinamento de terceiros para o uso de técnicas apropriadas relacionadas a legislação vigente.

As emissões de linha de base do projeto e os cálculos e reduções de emissões serão realizados pela Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Eireli a qual reportará os resultados de maneira apropriada às entidades relacionadas aos processos do MDL.

B.8. Data de conclusão da aplicação da linha de base e metodologia de monitoramento e o nome da pessoa/entidade responsável:

Data de finalização do texto desta seção de linha de base: 15/09/2011.

A entidade responsável por este desenvolvimento é:

Entidade:	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Eireli.
Endereço:	Rua Maestro Manoel Antiqueira, 90.
Cidade:	Jundiaí
Estado:	São Paulo
CEP:	13.216-310
País:	Brasil
Telefone:	(55) 11 4522 - 7180
Fax:	(55) 11 4522 - 7180
E-mail:	carbotrader@carbotrader.com
URL:	www.carbotrader.com
Representante Legal	Sr.



Primeiro Nome:	Arthur
Último Nome:	Moraes
Cargo:	Diretor

Carbotrader também é Participante do Projeto listada no Anexo 1.

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

04/12/2007 - o primeiro contrato de aquisição de turbina foi assinado em 04/12/2007.

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

30 anos – 0 meses

Segundo as resoluções autorizativas emitidas pela ANEEL de número 134 e 142 emitidas respectivamente em 11 de abril de 2005 e 18 de abril de 2005.

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

01/01/2013 ou data de registro do projeto na UNFCCC, o que acontecer posteriormente.

C.2.1.2. Comprimento do período de creditação:

7 anos – 0 meses.

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

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

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

As seguintes resoluções e leis de âmbito federal e estadual regulam as atividades de projeto de geração de energia hidrelétrica a serem implantadas no Estado do Rio Grande do Sul:

- Lei Federal Nº 6938 emitida em 31 de agosto de 1981 - "Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências";
- Resolução CONAMA Nº 006 de 16 de setembro de 1987 - "Dispõe sobre o licenciamento ambiental de obras do setor de geração de energia elétrica";
- Resolução CONAMA Nº 237 emitida em 22 de dezembro de 1997 - "Regulamenta os aspectos de licenciamento ambiental estabelecidos na Política Nacional do Meio Ambiente";
- Resolução CONAMA Nº 279 emitida em 27 de junho de 2001 - "Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental";
- Resolução CONSEMA N.º 38 emitida em 18 de julho de 2003 – “Estabelece procedimentos, critérios técnicos e prazos para o Licenciamento Ambiental realizado pela FEPAM”.

Todos os impactos potenciais relacionados com a atividade do projeto foram relatados às agências reguladoras, de acordo com os procedimentos padrão, como parte do processo de emissão de licenças ambientais. Seus resultados estão contidos no Relatório Ambiental Simplificado - RAS. Estes estudos compreendem a avaliação ambiental da área de influência, além disso, contém um conjunto de atividades e programas (detalhados no item D.2) que têm como principal objetivo minimizar os efeitos negativos e monitorar as influências da instalação da planta sobre os recursos hídricos locais.

A atividade de projeto está em concordância com todas as leis e regulamentos pertinentes, assim, as licenças cabíveis foram emitidas pelas agências reguladoras. Com base na legislação e em outras normas relacionadas, a Fundação de Proteção do Estado do Rio Grande do Sul – FEPAM, emitiu as seguintes licenças ambientais para as usinas da atividade de projeto:

PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher

- LP Nº 108/2004-DL – licença prévia emitida em 30 de janeiro de 2004;
- LI Nº 372/2008-DL – licença de instalação emitida em 22 de abril de 2008;
- LO Nº 372/2008-DL – licença de operação emitida em 18 de junho de 2009.

PCH Engenheiro Henrique Kotzian



- LP N° 455/2005-DL – licença prévia emitida em 24 de junho de 2005;
- LI N° 190/2008-DL – licença de instalação emitida em 7 de maio de 2010;
- LO N° 2968/2011-DL – licença de operação emitida em 02 de março de 2011.

Além disso, a Agência Nacional de Energia Elétrica emitiu os seguintes documentos relevantes os quais demonstram que as regulamentações têm sido seguidas, permitindo o progresso do processo de instalação do empreendimento.

PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher

- Despacho nº 1181 datado de 17 de abril de 2007 – Aprova o projeto básico da PCH Jorge Dreher.
- Despacho nº 1805 datado de 18 de maio de 2009 – Homologa parâmetros básicos da usina.
- Despacho nº 2246 datado de 19 de junho de 2009 – Autoriza para operação de teste as unidades geradoras de números 1, 2 e 3.
- Despacho nº 2261 datado de 22 de junho de 2009 – Aumenta a capacidade instalada da usina para 17,725 MW.
- Despacho nº 3756 datado de 2 de outubro de 2009 – Autoriza para início das atividades comerciais a unidade geradora número 1.
- Despacho nº 3757 datado de 2 de outubro de 2009 – Autoriza para operação de teste a unidade geradora de número 4.
- Despacho nº 4068 datado de 30 de outubro de 2009 – Autoriza para início das atividades comerciais a unidade geradora número 2.
- Despacho nº 4188 datado de 11 de novembro de 2009 – Eleva a capacidade instalada de 17,725 para 17,87 MW.
- Despacho nº 4189 datado de 11 de novembro de 2009 – Autoriza para início das atividades comerciais a unidade geradora número 4.
- Despacho nº 4383 datado de 25 de novembro de 2009 – Autoriza para início das atividades comerciais a unidade geradora número 3.
- Despacho nº 268 datado de 3 de fevereiro de 2010 – Autoriza a implantação da unidade geradora número 5.

PCH Henrique Kotzian

- Despacho nº 6814 datado de 24 de abril de 2006 – Aprova o projeto da PCH Henrique Kotzian.
- Despacho nº 1180 datado de 18 de abril de 2007 – Aprova o projeto básico..
- Despacho nº 602 datado de 16 de fevereiro de 2009 – Homologa os parâmetros do projeto básico.
- Despacho nº 2311 datado de 18 de setembro de 2010 – Autoriza o início das operações de teste das unidades geradoras de números 1, 2 e 3.
- Despacho nº 1063 datado de 4 de março de 2011 – Autoriza o início das operações comerciais das unidades geradores 1, 2 e 3.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significantes pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, por favor providencie conclusões e todas as referências de documentos de suporte de que um acompanhamento dos impactos ambientais ocorrem de acordo com os procedimentos requeridos pela Parte Anfitriã:



As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) são consideradas uma alternativa para a diversificação da matriz elétrica brasileira. Uma de suas características é apresentar baixo impacto negativo no local onde é instalada (quando comparado a prática comum no Brasil representado por grandes hidrelétricas e termelétricas), devido principalmente ao fato de necessitar de um pequeno reservatório.

Estudos relacionados aos impactos promovidos, tanto positivos como negativos, precisaram ser realizados como parte do processo de emissão das licenças ambientais. Seus resultados estão contidos no Relatório Ambiental Simplificado - RAS. Estes estudos compreendem a avaliação ambiental da área influenciada, contendo ainda um grupo de atividades e programas os quais tem o objetivo principal de minimizar efeitos negativos e monitorar os efeitos da instalação do empreendimento nos recursos hídricos locais.

Segundo o estabelecido pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA em sua Resolução número 279 datada de 27 de Junho de 2001, o RAS precisa ser elaborado por empreendimentos que apresentem impacto ambiental não significativo. Este é elaborado anteriormente a emissão da Licença Prévia - LP, e somente se o empreendimento estiver em consonância com todos os regulamentos legais e ambientais, o processo de licenciamento tem continuidade, sendo executadas as etapas posteriores para a aquisição das demais licenças (Licença de Instalação – LI e Licença de Operação - LO).

Como ambas as PCHs Jorge Dreher e Henrique Kotzian possuem todas as licenças exigidas para operar (LP, LI e LO), pode-se entender que todas as restrições foram respeitadas e todos os impactos causados pela atividade de projeto foram satisfatoriamente levantados e tratados de forma a minimizar seus efeitos negativos.

Como principais impactos negativos identificados pelos estudos ambientais, podemos destacar a remoção da vegetação e a fragmentação da vegetação ripária, a perda local de espécies ameaçadas, o temporário desvio do fluxo do rio, a promoção de sentimento de insegurança e alteração de sua rotina, e os riscos associados ao enchimento de reservatório (riscos epidemiológicos).

O plano de controle ambiental é composto por vários programas e medidas mitigadoras as quais objetivam reduzir os impactos das atividades de instalação e operação das usinas. Como citado acima, a implementação satisfatória de todas essas medidas são condicionantes para a emissão e renovação da licença de operação e precisam estar em consonância com os requisitos legais estaduais e federais.

Para minimizar os efeitos da atividade de projeto no ambiente local, os seguintes programas foram instalados (dentre outros): programa de manutenção da vazão sanitária (vazão ecológica) do rio, de limpeza do reservatório (antes de seu enchimento para evitar a proliferação de vetores), de resgate da ictiofauna e fauna terrestre, programa de recuperação das áreas degradadas, de matas ciliares e de áreas de reserva legal (incluindo estabilização de taludes e controle de erosão), de conservação e uso do entorno do reservatório e programa de educação ambiental.

Programas de monitoramento da qualidade da água e monitoramento da área (para evitar a caça e pesca predatória) precisam ser mantidos pelos participantes do projeto como parte dos requisitos para a renovação da licença de operação. Com relação às áreas de entorno das usinas, algumas delas eram propriedade do governo do estado do Rio Grande do Sul e outras eram propriedades privadas. As áreas que tiveram de ser adquiridas pelos participantes do projeto para a implementação das usinas eram



aquelas que cobriam as áreas do reservatório e áreas de preservação permanente. Algumas das áreas de propriedade do governo já eram utilizadas como assentamentos na época. Para realocar as pessoas que viviam no local, foi firmado um acordo de permuta com o governo segundo regulamentação legal. Estas áreas são localizadas nos municípios de Cruz Alta, Carazinho e Salto do Jacuí. No caso de propriedades privadas, o proponente do projeto às comprou ou estas foram desapropriadas segundo regulamentações legais.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas:**E.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários das partes interessadas:**

De acordo com a Resolução nº 1, de 11 de setembro de 2003 e Resolução nº 7 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), quaisquer projetos de MDL devem enviar uma carta com a descrição do projeto e uma solicitação de comentários das partes interessadas locais.

A atividade de projeto está contida em apenas um estado da federação, sendo assim, os convites de comentários deverão ser endereçados aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades de projeto:

- Prefeitura e câmara dos vereadores de cada município envolvido;
- Órgãos ambientais estadual e municipal(is) envolvidos;
- Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento - <http://www.fboms.org.br>;
- Associações comunitárias;
- Ministério Público Estadual do estado envolvido;
- Ministério Público Federal.

A fim de satisfazer e dar cumprimento a esta resolução os proponentes do projeto enviaram cartas convite, descrevendo o projeto, e solicitaram comentários das seguintes partes interessadas:

- Prefeitura Municipal de Júlio de Castilhos;
- Câmara de Vereadores de Júlio de Castilhos;
- Secretaria de Meio Ambiente de Júlio de Castilhos;
- Associação Comercial, Cultural e Industrial de Júlio de Castilhos;
- Prefeitura de Salto do Jacuí;
- Câmara de Vereadores de Salto do Jacuí;
- Secretaria de Agricultura de Salto do Jacuí;
- Associação Comercial e Industrial de Salto do Jacuí;
- Fundação de Proteção Ambiental do Estado do Rio Grande do Sul – FEPAM;
- Fórum brasileiro de ONGs e movimentos sociais – FBOMS;
- Ministério Público do Estado do Rio Grande do Sul;
- Procuradoria da República no Estado do Rio Grande do Sul.

Anexo às cartas, foi enviado um Sumário Executivo com informações sobre o projeto, também um web link onde as partes interessadas poderiam acessar o Documento de Concepção do Projeto (versão em



português) e o Anexo III (segundo requisitos da CIMGC). As partes interessadas acima foram convidadas a apresentar seus comentários sobre a atividade de projeto durante um período de 15 dias após o recebimento da carta.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

O Sr. Marcelo Lemes Dornelles, Subprocurador Geral de Justiça para Assuntos Institucionais, na condição de representante do ministério Público do Estado do Rio Grande do Sul respondeu a consulta em carta datada de 08 de setembro de 2011. Nesta, após analisar a documentação apresentada e acessar documentos e informações citadas no DCP, afirma que seu conteúdo está coerente e se abstém de tecer outros comentários.

E.3. Relatório sobre como a devida consideração foi dada aos comentários recebidos:
--

Desde que não houve solicitações, nenhuma ação foi tomada.

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

Organização:	BME Rincão do Ivaí Energia S.A.
Endereço:	Avenida Brasil, 2530, Sala H, Hermani
Cidade:	Ibirubá
Estado:	Rio Grande de Sul
CEP:	98.200-000
País:	Brasil
Telefone:	(54) 3324 1255 / 5936
FAX:	(54) 3324 1255
E-Mail:	ivo@rischbieter.com.br
Representado por:	Ivo Rischbieter
Título:	Diretor Técnico
Saudação:	Sr.
Último nome:	Rischbieter
Primeiro nome:	Ivo
Departamento:	Diretoria Executiva
Celular:	-----
FAX:	(47) 2102 3333
Telefone:	(47) 2102 3333
E-Mail:	ivo@rischbieter.com.br

Organização:	BME Capão da Convenção Energia S.A.
Endereço:	Avenida Brasil, 2530, Sala I, Hermani
Cidade:	Ibirubá
Estado:	Rio Grande de Sul
CEP:	98.200-000
País:	Brasil
Telefone:	(54) 3324 1255 / 5936
FAX:	(54) 3324 1255
E-Mail:	ivo@rischbieter.com.br
Representado por:	Ivo Rischbieter
Título:	Diretor Técnico
Saudação:	Sr.
Último nome:	Rischbieter
Nome do meio:	-----
Primeiro nome:	Ivo
Departamento:	Diretoria Executiva
Celular:	-----
FAX:	(47) 2102 3333
Telefone:	(47) 2102 3333



Organização:	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Eireli.
Endereço:	Rua Maestro Manoel Antikeira, 90
Cidade:	Jundiaí
Estado:	São Paulo
CEP:	13.216-310
País:	Brasil
Telefone:	(55) 11 4522 - 7180
FAX:	(55) 11 4522 – 7180
E-Mail:	carbotrader@carbotrader.com
Representado por:	Arthur Moraes
Título:	Diretor
Saudação:	Sr.
Último nome:	Moraes
Primeiro nome:	Arthur
Departamento:	Administrativo
Celular:	
FAX:	
Telefone:	(55) 11 4522 - 7180
E-Mail:	moraes.arthur@carbotrader.com



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público para esta atividade de projeto oriundo de países parte do Anexo 1 do Protocolo de Quioto.



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Os Fatores de Emissão de CO₂ resultantes da geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e, em especial, nas usinas termoeletricas. Essas informações são necessárias aos projetos de energia renovável conectados à rede elétrica e implantados no Brasil no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto.

As emissões da linha de base são calculadas seguindo a ferramenta “**Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico**” versão 02.2.1 Seguindo-se essa metodologia, coube ao ONS explicitar ao grupo composto pelo Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e Ministério de Minas e Energia (MME) as práticas operativas do SIN, reguladas pela ANEEL. Seguindo essa sistemática, os Fatores de Emissão de CO₂ passaram a ser calculados pelo ONS para o sistema único desde 27 de maio de 2008.

Maiores detalhes do desenvolvimento da linha de base do projeto podem ser consultados através do link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/73318.html> e <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/13986.html>.



Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO

O monitoramento da atividade de projeto é baseado na metodologia de linha de base e monitoramento aplicáveis a este projeto e, como descrito nos itens B 7.1 e B 7.2, para a verificação da energia renovável gerada pela atividade de projeto são empregados equipamentos de medição de energia gerada.

Efetuada o recolhimento dos dados monitorados de energia é realizada uma confrontação junto aos dados expedidos pela CCEE. Há de se ressaltar que os dados gerados pela CCEE são por esta entidade auditados e não devem conter erros. Este procedimento será adotado com o intuito de dar consistência aos dados.

Ressalta-se que todos os dados recolhidos no âmbito do monitoramento deverão ser arquivados eletronicamente e também serão mantidos pelo menos 2 anos após o final do último período de crédito, ou após a última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer posteriormente.

Este plano de monitoramento baseia-se na ferramenta metodológica de larga escala ACM0002 - Geração de Energia Elétrica Renovável conectada à rede – versão 12.3.0, bem como na "**Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico**" versão 02.2.1.