



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO  
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (CDM-PDD)  
Versão 3 - em vigor desde: 28 de julho de 2006**

### SUMÁRIO

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

#### Anexos

- Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade do projeto.
- Anexo 2: Informações sobre financiamento público
- Anexo 3: Informações sobre a linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento
- Anexo 5: Especificações Técnicas
- Anexo 6: Referência



**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto.**

**A.1. Título da atividade do projeto:**

Projeto Central Elétrica Anhanguera  
Versão 01.5  
Data: 15/03/2011

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

Projeto de Pequena Hidrelétrica Anhanguera (doravante designado como o Projeto), está sendo desenvolvido por uma empresa privada denominada Central Elétrica Anhanguera. O objetivo do projeto é usar os recursos hídricos do Rio Sapucaí para gerar eletricidade com zero de emissões GEE para o sistema elétrico brasileiro.

A atividade do projeto proposto envolve o desenvolvimento de uma nova pequena central hidrelétrica do tipo fio d'água<sup>1</sup>, com 22,5 MW de capacidade instalada, composta por 3 turbo-geradores com turbinas Kaplan<sup>2</sup>. Cada unidade de turbo-gerador possui 8,823 MVA, o que corresponde a 7,5<sup>3</sup> MWe com um fator de potência de 0,85. A energia elétrica anual exportada para a rede é projetada para ser 105.032 MWh/ano. A usina está conectada à rede em 138 kV para a linha de distribuição. A área do reservatório é estimada em 2,05 Km<sup>2</sup>. O projeto deverá reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> em 162.848t CO<sub>2</sub>, em comparação com o cenário de referência durante todo o período de crédito. O cenário de linha de base e o cenário anterior ao início da implementação da atividade do projeto é o mesmo.

O projeto irá gerar reduções certificadas de emissões (RCEs) pelo deslocamento de geração de eletricidade a partir de usinas a combustíveis fósseis conectadas a rede nacional. O projeto proposto irá fornecer energia limpa e sustentável para a crescente demanda de energia no Brasil, decorrentes do rápido crescimento econômico.

A geração de eletricidade a partir de recursos renováveis tem uma importante contribuição para a redução global das emissões de CO<sub>2</sub>. A energia elétrica no Brasil tem sido fornecida principalmente por grandes usinas hidrelétricas. A tabela abaixo mostra a distribuição das usinas de energia por tipo, conforme relatado pela ANEEL, agência reguladora de eletricidade no Brasil.

---

<sup>1</sup> Veja o Anexo 5 – Dados PCH Anhanguera e a definição de “fio d'água” na pág 348, Anexo 2, 2000 Relatório da “World Commission of Dams”.

<sup>2</sup> A turbina do tipo Kaplan é um tipo de turbina apropriada para água que possui lâminas ajustáveis.

<sup>3</sup> A capacidade individual é de 7,56 quando operando isoladamente, mas quando combinadas a capacidade é de 7,5.



Matriz Brasileira de Energia – Usinas em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada			Total		
		Número de Usinas	(kW)	%	Número de Usinas	(kW)	%
Hidrelétrica		870	80.024.790	67,19%	870	80.024.790	67,19%
Gas	Natural	93	11.050.530	9,28%	128	12.341.813	10,36%
	Processado	35	1.291.283	1,08%			
Petróleo	Óleo Diesel	824	3.992.543	3,35%	853	6.516.346	5,47%
	Óleo Residual	29	2.523.803	2,12%			
Biomassa	bagasso	312	5.957.146	5,00%	382	7.605.701	6,39%
	liquido negro	14	1.240.798	1,04%			
	madeira	40	327.827	0,28%			
	biogas	9	48.522	0,04%			
	Casca de arroz	7	31.408	0,03%			
Nuclear		2	2.007.000	1,69%	2	2.007.000	1,69%
Carvão Mineral	Carvão Mineral	9	1.594.054	1,34%	9	1.594.054	1,34%
Eólica		46	835.336	0,70%	46	835.336	0,70%
Energia Importada	Paraguai		5.650.000	4,74%		8.170.000	6,86%
	Argentina		2.250.000	1,89%			
	Venezuela		200.000	0,17%			
	Uruguai		70.000	0,06%			
TOTAL		2.290	119.095.040	100%	1.707	119.095.040	100%

**Tabela 1 - Matriz Energética Brasileira – plantas em operação**

Fonte: ANEEL, outubro de 2010 -

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

Embora ainda haja um potencial inexplorado para grandes projetos hidrelétricos no Brasil, os projetos restantes estão localizados na Região Amazônica, onde os impactos ambientais são relativamente grandes e os locais são extremamente longe da rede. Na Região Sudeste do país, onde a maior parte do consumo ocorre, não existem ainda, grandes (> 100 MW) locais com potencial<sup>4</sup>. Embora a maior parte da eletricidade seja gerada a partir de usinas hidrelétricas, a expansão da matriz elétrica do país inclui uma maior participação da geração de energia térmica a combustíveis fósseis. Durante os próximos três anos, outras 72 grandes usinas, com 22,4 GW de capacidade instalada começarão a operar. Destas plantas, 51 serão de combustíveis fósseis (carvão e gás), com mais da metade da nova capacidade. O Plano Nacional de Energia prevê

<sup>4</sup> Plano Nacional de Energia, 2030, EPE - [http://www.epe.gov.br/PNE/20080512\\_3.pdf](http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_3.pdf), pg 15-54



que até 2030, as hidrelétricas serão responsáveis por 78% da capacidade instalada em comparação com 90% de hoje<sup>5</sup>.

O projeto terá algum impacto positivo sobre o meio ambiente, trará benefícios econômicos para a região e contribuirá significativamente para o desenvolvimento sustentável da região, provendo:

- Fornecimento de energia sustentável para atender à demanda crescente de energia.
- Contratação direta de 300 pessoas, indireta de 1.200 durante a fase de construção do projeto e diretamente de 20 trabalhadores locais durante a fase operacional.
- Redução de poluentes como o dióxido de enxofre, óxidos de nitrogênio e partículas resultantes da produção de eletricidade através de combustíveis fósseis.

A principal fonte de emissão de GEE do Sistema Nacional Interligado é proveniente de Termelétricas a combustíveis fósseis. Na ausência deste projeto seriam usadas fontes fósseis de geração de energia no lugar da energia hidrelétrica. O projeto proposto não tem emissões e, portanto, contribui para a redução das emissões de GEE e ajuda a atender às demandas de energia elétrica do país para o crescimento econômico através do uso sustentável de fontes renováveis.

A Central Elétrica Anhanguera é a proponente do projeto neste DCP MDL. É uma empresa criada pela Seband (Sociedade de Energia Bandeirantes) e seus parceiros: Volkswagen do Brasil e Plêuston Serviços Ltda., com a estrutura de ação: Seband 33%, Volkswagen 40% e Plêuston 27%. Seband é um pequeno grupo privado de investidores com forte histórico em engenharia.

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

>>

Nome da Parte envolvida (*) (anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidades públicas e/ou Privadas Participantes do Projeto*	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Central Elétrica Anhanguera S.A	Não

**Informações detalhadas de contato com parte(s) e entidades públicas / privadas envolvidas na atividade do projeto listados no Anexo 1.**

**A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:**

<sup>5</sup> Plano Nacional de Energia, 2030, EPE - [http://www.epe.gov.br/PNE/20080512\\_2.pdf](http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_2.pdf), pg 345



**A.4.1. Local da atividade do projeto:**

>>

**A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

>> Brasil

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

>>Estado de São Paulo, Região Sudeste

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

>>São Joaquim da Barra e Guará

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

>>A PCH Anhanguera está localizada no Rio Sapucaí. As coordenadas GPS do ponto de interseção do pivô (barragem) e pivô (turbina nr. 2) são, respectivamente, 20° 29.55' S e 47° 51.53' W.



Figura 1 Brasil e Estado de São Paulo

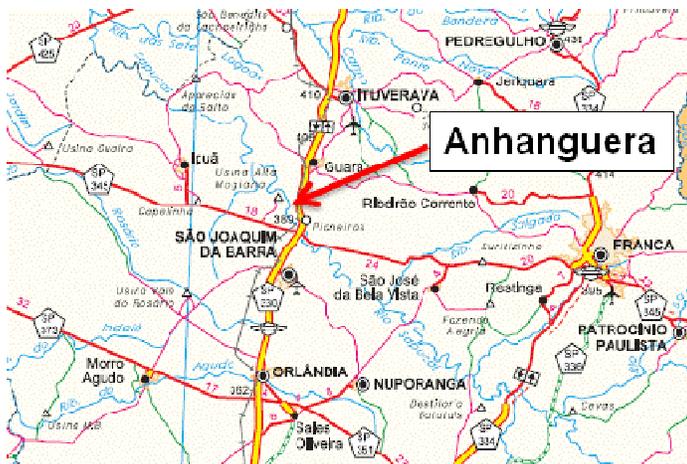


Figura 2 - PCH Anhanguera e cidades vizinhas

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

A atividade do projeto é a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fonte renovável. Escopo setorial 1: Indústrias de energia (renováveis/não renováveis).

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

O cenário de linha de base é o mesmo que o cenário existente antes do início da implementação da atividade do projeto. De acordo com a ACM0002, *se a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina/unidade de geração elétrica renovável conectada à rede* (que é o caso deste projeto), *o cenário de linha de base é:*

*A eletricidade despachada para a rede pelo projeto seria de outra forma gerada pela operação de plantas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido na margem combinada (MC) como descrito na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.*



<b>Informações Gerais</b>			
<b>1.</b>	<b>Localção</b>		
1.1.	Capitação	Sapucai	
1.2.	Sub-bacia	Rio Grande	
1.3.	Rio	Sapucai	
1.4.	Cidades mais próximas	São Joaquim da Barra e Guará	
1.5.	Coordenadas GPS (eixo da barragem) <sup>6</sup>	20° 29.55'S and 47° 51.53'W	
1.6.	Distância das principais cidades da região	415 Km da cidade de São Paulo	
1.7.	Acesso	Rodovia Estadual SP 330	
<b>2.</b>	<b>Atividade Principal</b>		
		Geração de Energia	
<b>3.</b>	<b>Energia e Potência</b>		
3.1.	Potência (capacidade instalada)	22,5	MW
3.3.	Média Anual de Geração (53,3% fator de potência) <sup>7</sup>	105.032	MWh

Tabela 2 - Dados Gerais do projeto da Anhanguera

A tecnologia a ser empregada no projeto é ambientalmente segura e a tecnologia é difundida e conhecida no Brasil desde que inúmeras PCHs a tem usado por um longo tempo e os equipamentos são domesticamente manufaturados, a única tecnologia sendo transferida ao país anfitrião são os geradores importados dos Estados Unidos da América.

As três turbinas são do tipo Kaplan tubular, fabricada pela Voith, com o eixo horizontal ligado a uma corrente alternada trifásica, gerador 60 Hz, fabricado pela Hyundai, com um fator de potência de 0,85.

O sistema de regulação de velocidade digital é baseado num microprocessador com ação PID e desempenho eletro-hidráulico. As características técnicas são as definidas nas especificações técnicas da turbina.

Com base no “Projeto Básico Anhanguera - Estudo Técnico” (disponível para a EOD), a descrição técnica do equipamento e da tecnologia utilizadas no Projeto Anhanguera é a seguinte:

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor do Projeto</b>
Média da vazão (m <sup>3</sup> /s)	83,5
Área de Reservatório (km <sup>2</sup> )	2,05
Altura de queda (m)	17,07
Capacidade Instalada (MW)	22,5

<sup>6</sup> Ponto de intersecção do pivô (barragem) e pivô (turbina No 2).

<sup>7</sup> Projeto básico de Engenharia



Taxa nominal da vazão da turbina (m <sup>3</sup> /s)	50,07
Turbina (data de fabricação 2009)	3 Voith Kaplan S, eixo horizontal, 225 rpm
Gerador (data de fabricação 2009)	3 Hyundai <sup>8</sup> SAB x 7,5 MW (8.823 kVA, 138 kV)
Principais Transformadores	2 WEG 10 - TF A 3 60
Vida Útil (anos)	35

Tabela 3 - Descrição Técnica

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

Ano	Estimativa Anual de reduções de emissões em toneladas de CO <sub>2</sub> e
2012	16.284
2013	16.284
2014	16.284
2015	16.284
2016	16.284
2017	16.284
2018	16.284
2019	16.284
2020	16.284
2021	16.284
<b>Total da estimativa de reduções (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	162.848
<b>Número total de anos de créditos</b>	10 years
<b>Média anual sobre o período de crédito da estimativa de reduções (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	16.284

Tabela 4 – Estimativa de reduções de emissões para o projeto da PCH Anhanguera<sup>9</sup>

<sup>8</sup> “Cada gerador é desenvolvido de acordo com as especificações do cliente para que a performance seja otimizada e os requerimentos de cada cliente incorporados” - [http://www.idealelectrico.com/products/pdf/hydroelectric\\_generators.pdf](http://www.idealelectrico.com/products/pdf/hydroelectric_generators.pdf).

<sup>9</sup> Há dois valores oficiais para a geração anual de energia: o maior foi retirado do projeto de engenharia oficial apresentado para o regulador nacional – mostrado na tabela 2. Este valor foi utilizado nas planilhas financeiras dando suporte à demonstração de adicionalidade. O segundo valor é o valor limite inferior designado pela autoridade nacional (<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004065.pdf>) que no caso desta atividade de projeto é de 99.601 MWh/ano. Este valor foi utilizado para estimar o volume de RCEs. Isto é conservador.



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

>>

Não há financiamento público das partes do Anexo 1 deste projeto.



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

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

1. Metodologia ACM0002 de linha de base e monitoramento: “Metodologia de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” versão 12.1.0, EB 58.
2. “Ferramenta para calcular as emissões ou vazamento de CO2 provenientes da queima de combustíveis fósseis” (versão 2 EB 41);
3. “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, versão 05.2, em vigor a partir do EB 39.
4. “Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstração de adicionalidade”, versão 02.2, em vigor a partir do EB 28.
5. “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, versão 02, em vigor a partir do EB 50.
6. O fator de emissão foi publicado pela AND brasileira (ver Resolução nr. 8, 18 de junho de 2008), que declarou ter usado a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, versão 2.

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

A metodologia utilizada para o projeto proposto é a metodologia de linha de base e monitoramento consolidada e aprovada ACM0002, “Metodologia de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável conectadas à rede que instalam uma nova usina onde não havia uma usina em operação anteriormente a implantação da atividade do projeto (greenfield plant).

A metodologia é aplicável ao Projeto proposto, por que:

- ✓ A atividade de projeto é a instalação de uma nova usina (PCH) à fio d’água;
- ✓ A atividade de projeto não é um caso de adição de capacidade, retrofit ou substituição de uma usina existente, bem como não havia um reservatório no local do projeto antes de sua implementação;
- ✓ A atividade de projeto resulta em um novo reservatório e a sua densidade de potência é maior que 4 W/m<sup>2</sup>. A capacidade instalada do projeto é de 22,5 MW e a área do reservatório máxima é de 2,05 Km<sup>2</sup>. Portanto, a densidade de potência do projeto proposto é de 10,98 W/m<sup>2</sup>;



- ✓ O projeto proposto envolve as adições de capacidade elétrica a partir de uma usina hidrelétrica, ligada ao Sistema Interligado Nacional;
- ✓ A fronteira geográfica e a fronteira do Sistema Interligado Nacional de Energia podem ser claramente identificadas e informações sobre as características da rede estão publicamente disponíveis;
- ✓ O projeto proposto não envolve a mudança de combustíveis fósseis para energia renovável nem a geração de energia por usinas de energia a biomassa no local da atividade do projeto;
- ✓ A metodologia de monitoramento é usada em conjunto com a metodologia de linha de base aprovada ACM0002.

Portanto, a metodologia de linha de base consolidada e aprovada ACM0002 “Metodologia consolidada de linha de base e monitoramento para geração de eletricidade interligada a rede a partir de fontes renováveis”, é aplicável ao projeto proposto.

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

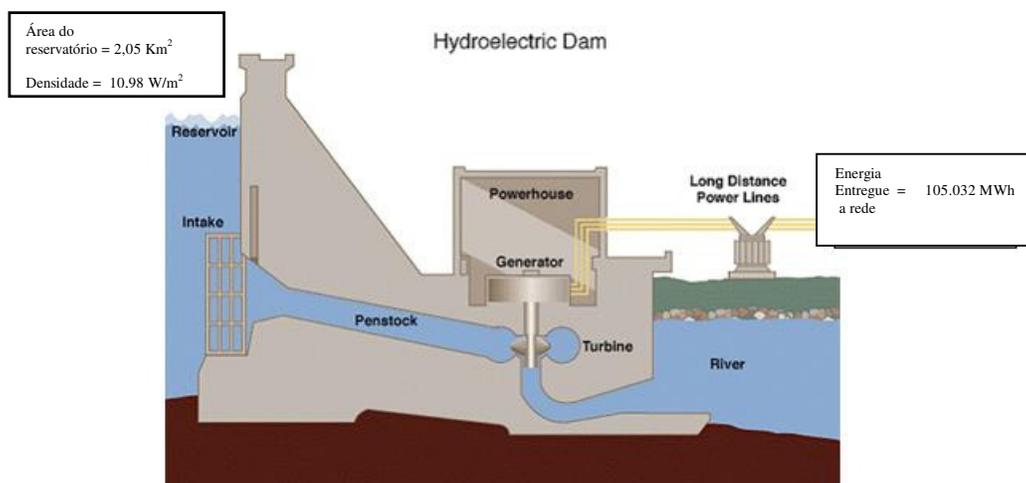
Para as atividades de projeto hidrelétricas que resultam em novos reservatórios, os proponentes do projeto devem levar em conta as emissões do projeto, estimadas a seguir:

	Fonte	Gas	Incluído?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO <sub>2</sub> de geração de eletricidade em usinas de combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade do projeto	CO <sub>2</sub>	Sim	Principal fonte de emissão GEE. O Sistema Interligado Nacional inclui usinas termelétricas que emitem CO <sub>2</sub> .
		CH <sub>4</sub>	Não	fonte de emissão menor
		N <sub>2</sub> O	Não	fonte de emissão menor
Atividade de Projeto	Para hidrelétricas, emissões de CH <sub>4</sub> do reservatório	CO <sub>2</sub>	Não	fonte de emissão menor
		CH <sub>4</sub>	Sim	Principal fonte de emissão. A densidade de potência do reservatório da Anhanguera é maior que 10W/m <sup>2</sup> , portanto as emissões do projeto são zero
		N <sub>2</sub> O	Não	fonte de emissão menor

Tabela 5 – Fontes de emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto.

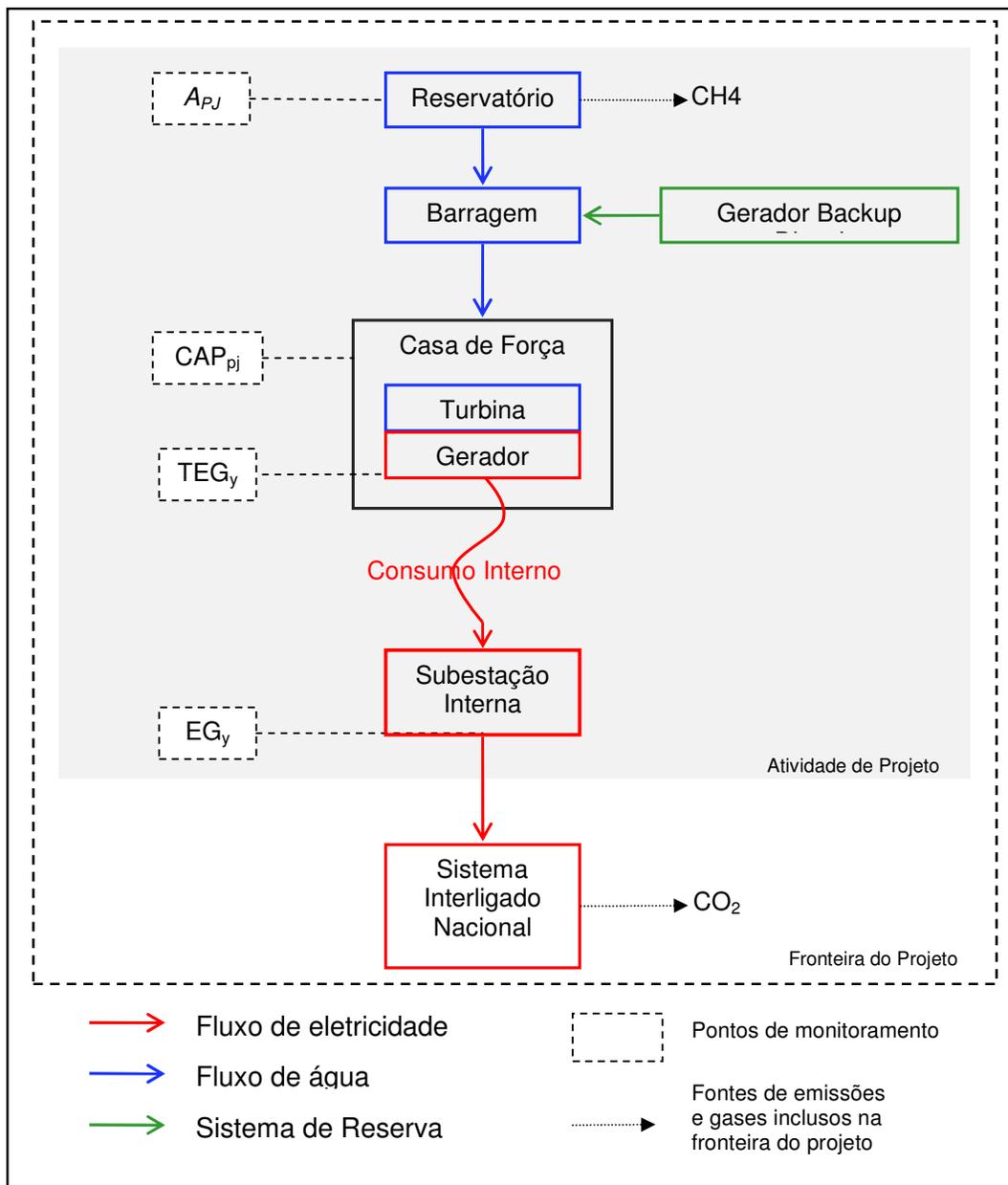
A extensão espacial da fronteira do projeto inclui o projeto da usina e de todas as usinas conectadas fisicamente ao Sistema Interligado Nacional de Energia.

As duas figuras a seguir ilustram uma usina hidrelétrica e o fluxo de atividades do projeto e fronteiras.



Fonte: Nation Master, 2005

Figura 3 - Diagrama de uma típica usina hidrelétrica.



$A_{pj}$  = Área do reservatório medido na superfície da água, após a implantação da atividade do projeto quando o reservatório está cheio ( $m^2$ );  
 $CAP_{pj}$  = Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W);  
 $TEG_y$  = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo o fornecimento de eletricidade à rede e às cargas internas, no ano y.  
 $EG_y$  = Quantidade líquida de geração de energia fornecida pela planta do projeto à rede no ano y.

Figura 4 - Fluxograma do projeto



A figura abaixo ilustra o Sistema Interligado Nacional de Energia ao qual a atividade de projeto da Usina está conectada.

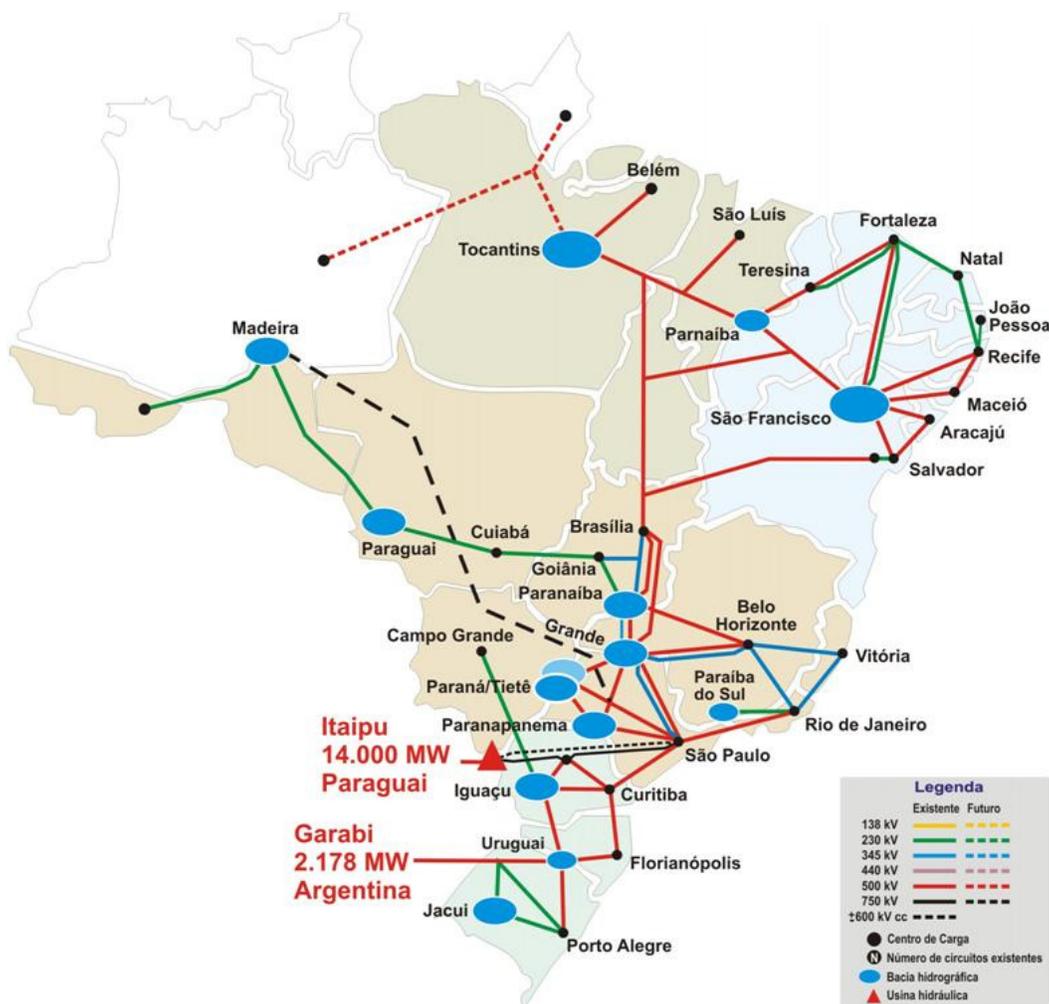


Figura 5 - Delimitação física da atividade do projeto – Sistema Interligado Nacional

Fonte:ONS sistema de transmissão 2007-2009

[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/pop/pop\\_integracao\\_eletroenergetica.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop/pop_integracao_eletroenergetica.aspx)

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

De acordo com a ACM0002, se a atividade do projeto é a instalação de uma nova usina/unidade de geração elétrica renovável conectada à rede ( que é o caso deste projeto), o cenário de linha de base é:



*A eletricidade despachada para a rede pelo projeto seria de outra forma gerada pela operação de plantas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido na margem combinada (MC) como descrito na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.*

O cenário de linha de base é a continuação da situação anterior ao projeto no tocante à geração elétrica. A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa associados à fração da geração a combustível fóssil que teria sido emitido na ausência do projeto.

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

Antes de 2006, a SEBAND detinha a concessão para desenvolver três pequenas centrais hidroelétricas em seqüência ao longo do Rio Sapucaí: Anhanguera (descrita neste DCP), Palmeiras e Retiro. Cada usina seria operada por uma sociedade de propósito específico. A Central Elétrica Anhanguera (CELAN) foi criada no final de 2003 para operar a PCH Anhanguera e é controlada pela SEBAND. Como a maioria dos desenvolvedores do setor energético no Brasil, a SEBAND buscou um financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Este empréstimo, de uma linha especial para projetos de energia renovável, financia 80% do capital a taxas mais atraentes do que as de mercado.

Sendo uma empresa pequena, a SEBAND enfrentou dificuldades para obter condições favoráveis de financiamento. No final de 2006, para poder desenvolver ao menos uma das usinas, decidiu-se vender os outros dois projetos hidroelétricos para uma concessionária de grande porte. De acordo com o contrato de venda, a SEBAND seria paga quando da emissão das licenças de instalação (LI) das duas usinas, o que ocorreu no final de 2007. Em paralelo, a SEBAND buscou um parceiro forte que aportasse capital para o projeto. As conversas se iniciaram em meados de 2007 e estavam adiantadas neste ponto – por exemplo, o futuro preço de referência foi acordado como sendo 140,00 R\$/MWh. Em 15/dezembro/2007, a diretoria da CELAN tomou a decisão de iniciar a construção da usina – esta data foi adotada como a data da decisão gerencial. Eles estavam confiantes de que o acordo com o novo parceiro seria assinado logo e, principalmente, queriam usar o máximo possível da estação seca (entre abril e setembro de 2008) para construir a barragem e a casa de força. De outro modo o atraso seria de mais de um ano. Em 10/fevereiro/2008 a CELAN assinou um contrato tampão com uma construtora e, mais adiante no mês, instalou-se o canteiro de obras e a iniciou-se a terraplanagem. A data de 10/fevereiro/2008 foi adotada como a data de início das atividades do projeto.

Em meados de 2008 a Volkswagen assinou um PPA com a CELAN e se tornou sócia da empresa, embora a autorização final para isto só fosse aprovada no final daquele ano. O PPA assinado em julho de 2008 estabelece um preço de 140,00 R\$/MWh – este é o preço usado nos cálculos da TIR.

A SEBAND começou a contar com as RCEs quase que desde sua primeira análise financeira. Por exemplo, quando venderam os dois projetos (Palmeiras e Retiro) para a concessionária, o



A  
**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO  
(CDM PDD) - Versão 3**



**MDL – Conselho Executivo**

página 16

contrato estabelecia que independente do direito de propriedade das usinas, a SEBAND manteria os direitos sobre as RCEs geradas destas duas usinas. (Para tal, a SEBAND seria responsável por todo o desenvolvimento e custos de registro do projeto). Este contrato foi assinado em 22/02/2007. O financiamento que a SEBAND buscava no BNDES requeria que eles demonstrassem sua capacidade de prover 20% do capital. A venda das duas usinas proveu o equivalente a 69% deste total. Eles esperavam que a venda antecipada de 10 anos de RCEs das três usinas praticamente completassem os 20% requeridos. Naquela época era sabido que o BNDES estava estudando meios de aceitar RCEs futuros de um projeto CDM como parte da participação da empresa na operação.

A tabela abaixo mostra os principais eventos do projeto desde seu início e incluindo aqueles relacionados ao processo MDL. Estão grafados em verde os dois eventos que demonstram o conhecimento prévio do MDL e em amarelo a decisão gerencial de iniciar a construção da usina levando em conta, entre outros pontos, a necessidade dos RCEs.

<b>Data</b>	<b>Evento*</b>	<b>Evidência</b>
26/10/2001	Conclusão do Relatório Ambiental Preliminar	Relatório Ambiental Preliminar
29/10/2001	Conclusão do Projeto Básico de Engenharia	Projeto Básico de Engenharia
03/10/2002	Agência Regulatória Nacional (ANEEL) autoriza a SEBAND a se estabelecer como produtor independente de energia para construir a pequena central hidrelétrica Anhanguera	<a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002541.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002541.pdf</a>
12/12/2003	Dono do projeto se estabelece oficialmente como Central Elétrica Anhanguera Ltda.	Instrumento Contratual de constituição da CELAN - Jucesp protocolo n. 915105/03-2
12/06/2007	Agência regulatória nacional (ANEEL) autoriza a transferência do direito de explorar a PCH Anhanguera da SEBAND para a Central Elétrica Anhanguera Ltda.	<a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2007957.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2007957.pdf</a>
22/02/2007	As PCHs Palmeiras e Retiro são vendidas para a Duke Energy. O contrato estabelece que a SEBAND é titular de todas as RCEs emitidas por elas.	Contrato com a Duke Energy
16/10/2007	Contrato com o primeiro consultor de MDL - EcoAdvance	Contrato com a EcoAdvance
31/10/2007	Licença Ambiental e Licença de Instalação emitidas pela Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo	Licença ambiental de instalação
15/12/2007	Decisão gerencial de iniciar a construção da usina baseada, entre outras razões, na receita esperada da venda das duas usinas e das RCEs das 3 usinas	Minutas de reunião SEBAND



**A**  
**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO**  
**(CDM PDD) - Versão 3**



**MDL – Conselho Executivo**

página 17

20/02/2008	Início da construção. Contrato assinado em 10/02/2008 pelo dono do projeto e a empresa de engenharia para início da construção.	Contrato com a Leao Engenharia S.A
18/07/2008	Compra dos três geradores	Nota fiscal da Hyundai para os geradores
11/12/2008	Data inicial da Publicação da Consulta Global às partes interessadas do CDM PDD na UNFCCC	<a href="http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/283TFPYH2AJJ4IB7FHR37RUWPD0FQB/view.html">http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/283TFPYH2AJJ4IB7FHR37RUWPD0FQB/view.html</a>
31/12/2008	Novos sócios são oficialmente admitidos na empresa agora chamada Central Elétrica Anhanguera S.A.	Contrato social - Jucesp 41230/09-7
30/09/2008	Início das atividades de construção: casa de força e barragem	Diário de obra de 30/09/2008
20/02/2009	Subestação e linhas de transmissão começam a ser instaladas pela CPFL	Diário de obra CPFL de 20/02/2009
21/02/2010	CPFL entrega a subestação e as linhas de transmissão	Diário de obra CPFL de 21/02/2010
22/03/2010	Retirada do primeiro PDD	Carta de retirada assinada pelo dono do projeto
31/03/2010	Turbina, gerador e outros equipamentos instalados	E-mail de confirmação enviado pela Voith à CELAN
25/05/2010	Última data de aquisição de terras	Acordo de desapropriação <sup>10</sup>
30/07/2010	Primeiro consultor de MDL informa que não deseja prosseguir com o contrato	E-mail enviado pelo consultor para o dono do projeto
01/10/2010	Contrato com novo consultor de MDL - PLANT	Contrato
05/10/2010	Contratação da EOD TUV NORD para a validação	Contrato
* durante o desenvolvimento do projeto de MDL o primeiro consultor de MDL (Ecoadvance) foi comprador pela OneCarbon (uma empresa do grupo Econcern), mais tarde a Econcern foi à falência e a OneCarbon foi vendida à empresa Orbeo, e, então, a Orbeo decidiu não continuar com o projeto, e o Dono do Projeto e Orbeo requisitaram a retirada do primeiro DCP através da TUEV-SUED.		

Tabela 6 – Eventos do Projeto

**Passo 1. Identificação de alternativas à atividade de projeto em conformidade com as leis e normas em vigor**

***Sub-passo 1a. Definir os cenários alternativos à atividade de projeto MDL proposta***

<sup>10</sup> A compra de terras envolveu mais de 40 partes; este contrato encerra o processo de aquisição de terras.



Esta atividade de projeto reduz as emissões de GEEs ao substituir a geração elétrica a combustível fóssil pela geração hidroelétrica renovável. Do ponto de vista do dono do projeto, não existem alternativas reais.

Do ponto de vista do Sistema Integrado Nacional, a ausência desta usina em específico levaria ao aumento da geração a combustível fóssil posto que o a maior parte do potencial da região já estava desenvolvido e que o potencial remanescente está localizado a milhares de quilômetros ao norte, na região amazônica. Neste sentido apenas dois cenários serão analisados.

Cenário 1: A alternativa à atividade de projeto é a continuação da atual situação da oferta de eletricidade de um mix de usinas hidroelétricas de grande porte e grandes reservatórios e de usinas térmicas.

Cenário 2: A atividade de projeto ser levada adiante sem ser registrada como uma atividade de projeto MDL.

#### ***Sub-passo 1b. Conformidade com leis e normas em vigor***

Todas as alternativas seguem as leis e normas nacionais e locais.  
O sub-passo 1b foi satisfeito.

### **Passo 2. Análise de Investimento**

#### ***Sub-passo 2a. Determine o método de análise apropriado***

A principal receita do projeto vem da venda de eletricidade e, portanto, a análise simples de custo não é aplicável. A opção II (análise de investimento) não é adequada porque não há outras opções de investimento do ponto de vista do dono do projeto com a qual o projeto possa ser comparado. Portanto a adicionalidade é demonstrada usando uma análise de benchmark de investimento (opção III).

#### ***Sub-passo 2b. – Opção III. Aplicar uma análise de benchmark***

Esta análise compara a TIR de projeto de Anhanguera com um benchmark. A “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” oferece como guia para o uso de benchmarks válidos:

*Em casos onde uma abordagem de benchmark é aplicada, o benchmark utilizado será adequado ao tipo de TIR calculado. Taxas locais de empréstimos comerciais ou o custo médio ponderado de capital (CMPC – em inglês: WACC) são benchmarks adequados para uma TIR de projeto.*

E mais adiante:

*Benchmarks internos de empresas/retornos esperados (incluindo aqueles usados como o retorno esperado de capital em cálculos de um custo médio ponderado de capital – CMPC), só devem ser aplicados em casos em que só pode haver um único desenvolvedor de projeto e quando puder ser demonstrado ter sido aplicado para projetos similares com riscos semelhantes, desenvolvido pela mesma empresa ou, se a*



*empresa for recém-criada, teria sido usada em projetos semelhantes no mesmo setor no país/região.*

Esta atividade de projeto é a primeira pequena central hidroelétrica desenvolvida pela SEBAND. Não há histórico de projetos semelhantes na CELAN, SEBAND ou na VOLKSWAGEN do Brasil de onde se possa extrair um CMPC.

### **Sub-passo 2c. Cálculo e comparação de indicadores financeiros**

O CMPC pode ser definido por:

$$CMPC = \frac{D}{A} \cdot R_d \cdot (1 - T_c) + \frac{E}{A} \cdot R_e$$

Onde:

<i>CMPC</i>	Custo Médio Ponderado de Capital
<i>R<sub>d</sub></i>	Custo do capital de terceiros (taxa de juros cobrada por financiadores)
<i>T<sub>c</sub></i>	Impostos incidentes sobre o projeto (em geral impostos sobre a receita)
<i>R<sub>e</sub></i>	Custo do capital próprio (definido abaixo)
<i>D/A</i>	Proporção do capital de terceiros
<i>E/A</i>	Proporção do capital próprio

Em dezembro de 2007 (data da decisão gerencial), o investimento total estava estimado em torno de 87 milhões de reais (MR\$) dos quais o custo com propriedades era de 8.9 MR\$. Isto corresponde a aproximadamente 2.000 US\$/kW ao câmbio de 2007 para uma usina instalada próxima dos principais centros consumidores do país. Este valor é uma estimativa conservadora. Existe um conjunto de propostas de fornecedores associado ao projeto básico de engenharia de 2002 e um conjunto de notas fiscais da implantação da usina. Aplicando os índices usuais de inflação (IGP-M e IPCA) de 2001 a 2008, o investimento estimado no projeto básico seria quase 92 MR\$. Outro conjunto de propostas de fornecedores foi usado na montagem da documentação de solicitação de financiamento junto ao BNDES. Deflacionando os valores usando os mesmos índices, o capital necessário seria em torno de 99 MR\$. O valor usado na análise é conservador, mas da mesma ordem de grandeza.

O BNDES financia 80% dos 78 MR\$ que corresponde ao investimento menos a terra. A relação dívida/capital próprio é 72/28. Nesta época também, os financiamentos do BNDES tinham um juro básico de 6,25% (conhecido no Brasil como TJLP – taxa de juros de longo prazo) acrescido de um spread de 3% para um empréstimo de 14 anos com carência de 2 anos. O custo do capital de terceiros ficou em 9,25%.

A alíquota de imposto de renda praticada por empresas (*T<sub>c</sub>*) é 34% correspondendo ao imposto de renda e um conjunto de contribuições sociais.

Conforme o CAPM (Capital Asset Pricing Model ou Modelo de Precificação de Ativos Financeiros) o custo do capital próprio (*R<sub>e</sub>*) é definido como sendo:

$$R_e = R_f + \beta \cdot (R_m - R_f)$$



Onde:

$R_e$	Custo do capital próprio
$R_f$	Taxa de retorno de um ativo livre de risco: a taxa teórica de retorno de um investimento com risco zero. A taxa livre de risco representa os juros sobre o dinheiro do investidor que ele ou ela esperariam de um investimento completamente livre de riscos durante um período específico de tempo (e.g. títulos do governo);
$R_m$	Taxa de retorno de mercado: reflete o efeito de fatores macroeconômicos que afetam essencialmente todas as empresas que, por sua vez, é geralmente medida por um conjunto de ações em bolsa ou por um índice de bolsa de valores;
$\beta$	Beta: É a medida do risco de um ativo em relação ao risco de mercado (por exemplo, o S&P 500 nos EUA). É calculado a partir da covariância entre o retorno de um ativo e o de mercado dividido pela variância do mercado.

Como taxa livre de risco, o presente cálculo usou o CDI o Certificado de Depósito Interbancário. Além de indicador, ele também é uma modalidade de investimento que paga juros. Ele só negociado entre bancos por um prazo de um dia. A taxa média diária do CDI é usada como referência do custo do dinheiro (em outras palavras, taxa de juros) e uma ferramenta para avaliar a lucratividade de fundos de investimento.

Um segundo indicador para  $R_f$  é a Caderneta de Poupança, um instrumento isento de impostos cuja remuneração está baseada na TR (taxa referencial) + 0,5% a.m., aplicada a cada 30 dias. Silveira et allis<sup>11</sup> mostraram que ambos são indicadores válidos e, no período de tempo usado aqui, são equivalentes. A planilha de cálculo usa apenas o CDI como taxa livre de risco.

O índice Ibovespa da BM&F BOVESPA foi usado como taxa de retorno de mercado porque, além de ser amplamente usado em cálculos CAPM no país, ele representa quase todo o mercado de negócios brasileiro e é sólido metodologicamente<sup>12</sup>.

Finalmente, esta análise usa o Índice de Energia Elétrica (IEE), o primeiro índice setorial criado pela BM&F BOVESPA – é a principal instituição brasileira de intermediação para operações do mercado de capitais e a única bolsa de valores, mercadorias e futuros em operação no Brasil. A BM&F BOVESPA impulsiona o mercado de capitais brasileiro. O IEE foi lançado em agosto de 1996 para medir a desempenho do setor elétrico. Neste sentido, o índice é um

<sup>11</sup> “Conceito de Taxa Livre de Risco e sua Aplicação no Capital Asset Pricing Model - Um Estudo Exploratório Para o Mercado Brasileiro”; H.P.Silveira, R.Famá, L.A.B.Campos Barros  
<http://virtualbib.fgv.br/ocs/index.php/ebf/2EBF/paper/viewFile/1667/778>

<sup>12</sup> e.g. ver:

“O Retorno Justo Segundo o CAPM”; A.M.T.Limão, S.L.Cardoso, D.L.Souza; Adcontar, Belém, v. 2, nº 1, p. 7-10, maio 2001 [http://www.nead.unama.br/site/bibdigital/pdf/artigos\\_revistas/237.pdf](http://www.nead.unama.br/site/bibdigital/pdf/artigos_revistas/237.pdf);

“Teste do CAPM Zero-Beta no Mercado de Capitais Brasileiro”, Jacques da Motta, L.F. e Silva, F.F. em [http://www.iag.puc-rio.br/sobre/tds/TD09\\_TESTE%20DO%20CAPM%20ZERO.pdf](http://www.iag.puc-rio.br/sobre/tds/TD09_TESTE%20DO%20CAPM%20ZERO.pdf), 2002;

“Risk of public and private financial institutions shares of the Brazilian bank system” Taffarel, M; Pacheco, V.; Clemente, A.; Gerigk, W., 2008, <http://www.admpg.com.br/revista2008/artigos/ARTIGO%2014%20AREA%207%20-%20RESUMO.pdf>



instrumento de análise do desempenho de carteiras especializadas no setor elétrico. A carteira do IEE compreende 17 das concessionárias mais importantes do Brasil, incluindo companhias estatais, filiais de empresas transnacionais e 100% nacionais. O Beta será calculado usando a relação entre o IEE e o Ibovespa, o principal indicador do desempenho do mercado. A importância do Ibovespa vem de dois fatos: reflete a variação das ações mais transacionadas na BM&F BOVESPA e tem tradição, tendo mantido a integridade de sua série histórica sem mudanças metodológicas desde sua concepção em 1968. A premissa principal aqui está conforme a recomendação acima, quando se adota um benchmark “*usado para projetos similares no mesmo setor no país ou região*”.

A tabela abaixo resume estes valores calculados para o período de cinco anos que antecedem o início da construção.

Proporção do capital de terceiros	D/A	71,8%
Proporção do capital próprio	E/A	28,2%
Impostos incidentes sobre o projeto	Tc	34,0%
Custo do capital de terceiros	Rd	9,3%
Taxa livre de risco	Rf	14,1%
Taxa de retorno de mercado	Rm	42,1%
$\beta$	$\beta$	92,9%
Custo do capital próprio	Re	40,1%
<b>CMPC</b>	<b>CMPC</b>	<b>15,7%</b>

Tabela 7 – Cálculos de CMPC

As premissas básicas no cálculo da TIR estão na tabela abaixo:

Premissas do Projeto	unidade	valor	fonte
data da decisão da adicionalidade		15/12/2007	Decisão Gerencial
potência instalada	MW	22,5	3 geradores Hyundai 7.5MW
fator de capacidade	%	53,3%	Estudo Técnico - Geração Elétrica
eletricidade gerada projetada	GWh	105,032	Estudo Técnico - Geração Elétrica
consumo interno de eletricidade	%	0%	conservador
investimento unitário	R\$/kW	3.478	calculado
investimento estático (sem	R\$	78.258.292	pré-estudo para financiamento BNDES
preço de venda da eletricidade para a rede	R\$/MWh	140,00	preço esperado de um PPA quando da decisão gerencial
Custos de O&M	R\$/MWh	14,00	Experiência do dono do projeto - favor ver exemplos na linha 76, abaixo
overhead local e gerencial	%	0,0%	% das receitas - conservador
horizonte de investimento	anos	30	Eletrobras - Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, 2000, cap 9, pg 9-4 + autorização Aneel de 30 anos

Tabela 8 – Parâmetros usados no cálculo da TIR de projeto



1. Minuta de reunião da diretoria da CELAN em 15/dezembro/2007 autorizando a contratação de firma de engenharia para iniciar terraplanagem e instalação do canteiro de obras.
2. Conforme especificado nas placas de identificação dos equipamentos.
3. Projeto básico de engenharia de Anhanguera, 2002, vol.1, pg.66, baseado em estudos hidrológicos.
4. Energia = (capacidade instalada) x (fator de capacidade) x 8760.
5. A casa de força está a 200 metros da subestação. Perdas internas foram consideradas desprezíveis (conservador).
6. Investimento unitário = (investimento estático) / (capacidade instalada).
7. Investimento estático citado em documento interno desenvolvido ao final de 2007.
8. Ao final de 2007 a CELAN tinha iniciado negociações de um PPA com a VW no qual um dos pontos principais era este preço. Mais tarde, em julho/2008, o PPA oficial foi assinado usando este valor.
9. A Eletrobrás, a principal companhia estatal recomenda usar um valor de 5% do investimento estático (37,25 R\$/MWh) (<http://www.eletrobras.com/ELB/data/Pages/LUMIS4AB3DA57PTBRIE.htm>) - cap.9 pg.4. PDDs registrados no CDM (id 1999, 2500 e 2793) usam valores variando de 3 – 40 R\$/MWh. A experiência do time da CELAN usou 14 R\$/MWh em seus estudos internos.
10. Os custos administrativos foram incluídos nos custos de O&M porque a companhia é uma SPE operando apenas Anhanguera.
11. A Eletrobrás, a principal companhia estatal recomenda usar o período de autorização emitido pela agência regulatória brasileira (<http://www.eletrobras.com/ELB/data/Pages/LUMIS4AB3DA57PTBRIE.htm>) cap.9 pg. 5.  
As leis brasileiras que tratam do período de autorização e concessão para o setor elétrico são as leis 9074/1995, 9327/1996 e o Decreto 2003/1996. Este último, em sua redação atual, eliminou o Artigo 10 que tratava da prorrogação do período de autorização. É consenso que após o período de 30 anos, todos os equipamentos e demais ativos são automaticamente transferidos para o Estado.  
O horizonte de investimento de 30 anos é, portanto, consistente com a legislação brasileira.  
A “Orientação sobre a Avaliação da Análise de Investimento versão 03 – EB 51, anexo 58” estabelece que “Em geral um período mínimo de 10 anos e máximo de 20 anos será adequado”, portanto o valor adotado de 30 anos é conservador (10 anos adicionais de receitas) em relação à Orientação.

Esta demonstração de adicionalidade usa valores de 2007. O fator de emissão da rede naquele tempo era calculado e usado em outros DCPs brasileiros<sup>13</sup> usando ACM0002 v.6 com dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema (agência federal<sup>14</sup> encarregada do gerenciamento do despacho para o Sistema Integrado Nacional, dentre outras). O fator de emissão naquele momento era de 0,2611 tCO<sub>2</sub>/MWh.

Para demonstrar a adicionalidade de modo claro e conservador, foi feita uma análise do fluxo de caixa da PCH Anhanguera.

A planilha original contém dados sensíveis e será enviada à EOD, AND e JE/MDL.

A TIR é 11,8%, um valor menor do que os 15,7% do CMPC e, portanto, não é um investimento financeiramente atraente.

O sub-passo 2c foi satisfeito

---

<sup>13</sup> Veja, e.g.: [Brasil Central Energia S.A. – Sacre II Small Hydro Power Plant Project., Rio Grande do Sul Cooperatives Small Hydro Power Plants, Fundação-Santa Clara Energetic Complex Project \(FSCECP\)](#),

<sup>14</sup> <http://www.ons.org.br/home/>



### *Sub-passo 2d – Análise de Sensibilidade*

A análise de sensibilidade foi conduzida por dois caminhos: variando os parâmetros críticos em  $\pm 10\%$  e  $\pm 20\%$  e variando o parâmetro até a TIR de projeto alcançar o benchmark.

A tabela abaixo mostra a TIR quando os parâmetros críticos variam de  $\pm 10\%$  e  $\pm 20\%$ .

Sensibilidade	variação	valor	tir	variação	valor	tir
Investimento R\$ (-)	-10%	78.468.708	13,1%	-20%	69.749.963	14,7%
Geração MWh / a (+)	+10%	115.536	13,0%	+20%	126.039	14,2%
preço PPA R\$ / MWh (+)	+10%	154,00	13,2%	+20%	168,00	14,6%

Tabela 9 – Análise de Sensibilidade

Reduziu-se o valor de investimento em 10% e 20% e a energia gerada e o preço da eletricidade foram aumentados em 10% e 20%.

*Redução do investimento:* Quando se usa o investimento total, incluindo a terra, 20% menor do que o planejado, a TIR ainda é menor do que o CMPC. Isto seria o mesmo que reduzir o investimento unitário de 3.875 para 3.100 R\$/kW quando, em 2010, o valor médio é maior do que 4.000 R\$/kW<sup>15</sup>.

*Energia gerada:* O cálculo da TIR usou a estimativa para a energia gerada calculada no projeto básico de engenharia usando um algoritmo padrão e série histórica de dados hidrológicos. Este valor é maior do que o valor regulatório brasileiro chamado “energia assegurada”. Este é um valor emitido pela Aneel, a agência regulatória, e é obtida da hidrologia decamilenar. Para Anhanguera, ele corresponde a um fator de utilização de 53,3%. Desta forma, aumentar a geração não é um cenário pouco provável. Com um aumento de 20% na energia gerada, a TIR ainda está longe do benchmark (14,2% x 15,7%).

*Preço de venda:* O preço do PPA de 140,00 R\$/MWh é maior do que o preço de 135 R\$/MWh alcançado em um leilão promovido pelo governo federal em 2007 especialmente para fontes alternativas de energia. Somando outros 20% a este preço o eleva para 168 R\$/MWh e a TIR para 14,6%, ainda abaixo do benchmark.

*Custos de O&M:* Os custos de O&M não foram analisados porque seu impacto na TIR é muito pequeno.

Um segundo caminho para examinar a sensibilidade de parâmetros financeiros é alterá-los até que a TIR de projeto alcance o benchmark e, então, examinar a possibilidade disto ocorrer.

Para conseguir uma TIR de 15,7%:

<sup>15</sup> Veja UNEP Risoe’s CDM Pipeline mostrando 2,400 USD/kW como a media de Projetos hidroelétricos durante os dois últimos anos – usando um cambio de 1,7 R\$/USD resulta 4,040 R\$/kW.



Sensibilidade	variação	valor
Investimento R\$ (-)	-25,38%	65.059.278
Geração MWh / a (+)	33,45%	140.166
preço PPA R\$ / MWh (+)	28,00%	179,20

Tabela 10 Análise de Sensibilidade – variação necessária para que a TIR alcance o benchmark

- As despesas de capital teriam que ser 65 MR\$ ou 1.700 USD/kW ao cambio de 2007. A tabela CDM da UNEP Risoe mostra que o valor médio deste parâmetro era de 2.400 USD/kW para pequenas centrais. Não é provável que uma queda de 30% nos preços ocorra.
- Anhanguera teria que gerar 140 GWh/ano, um aumento de mais de um terço do valor original. Isto seria equivalente a um fator de capacidade de 71%. A título de comparação existe um projeto CDM registrado (489) que compreende duas outras PCHs no mesmo rio: São Joaquim está 15km a montante de Anhanguera e Dourados está a 28km e não existem afluentes importantes entre elas. Já existem 6 anos de dados de monitoramento destas usinas e o fator de capacidade médio destas usinas é de 66% de modo que parece improvável que Anhanguera alcance um desempenho muito maior do que as outras usinas.
- O preço da energia teria que ser 179 R\$/MWh. Existem duas fontes públicas de preços de eletricidade no Brasil que suportam o argumento de que este preço é pouco provável.
  - a. Leilões de energia promovidos pelo regulador nacional do mercado de eletricidade, CCEE, onde as concessionárias de distribuição devem comprar sua demanda futura. A tabela abaixo mostra o preço médio resultante de cada leilão e todos os preços estão abaixo de 150 R\$/MWh.

leilão	Energia nova		Leilão de ajuste		Energia Renovável	
	data do leilão	R\$/MWh	data do leilão	R\$/MWh	data do leilão	R\$/MWh
1	16/12/2005	139,00	-			
2	29/06/2006	134,42	01/06/2006	adiado		
3	10/10/2006	138,00	29/09/2006	sem negócios		
4	26/07/2007	136,00	29/03/2007	sem negócios		
5	16/10/2007	131,49	28/06/2007	sem preço	01/06/2007	137,32
6	17/09/2008	131,44	27/09/2007	138,25		
7	30/09/2008	146,00	19/06/2008	141,78		
8	27/08/2009		23/09/2008	145,67		

Tabela 11 – Preços dos Leilões de energia

Fonte: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=d3caa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

- b. Os preços do mercado spot também registrados na CCEE estão no gráfico abaixo. Exceto por um curto período ao final de 2007 quando uma seca prolongada puxou os preços para cima, os preços restantes também estão abaixo de 150 R\$/MWh.

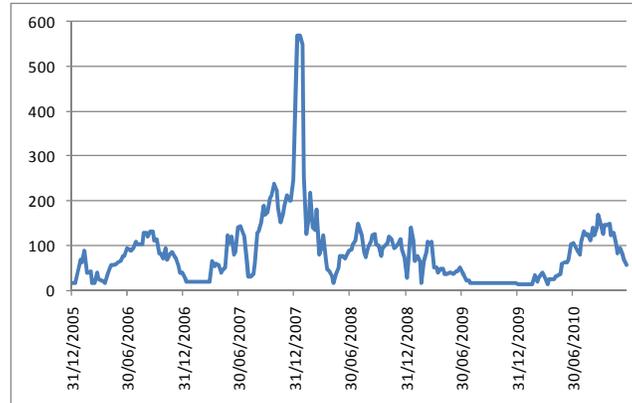


Figura 6 – Preços da eletricidade no mercado spot

Portanto é seguro concluir que o projeto é estável contra os parâmetros críticos. O sub-passo 2d foi satisfeito.

### **Passo 3. Análise de Barreiras**

Não aplicada.

### **Passo 4. Análise de prática comum**

#### ***Sub-passo 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade de projeto proposta***

De acordo com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” versão 08.02 EB39, a “análise do limite no qual o tipo do projeto proposto já tenha se difundido no setor e região relevantes” checando outras atividades de projeto semelhantes à PCH Anhanguera. Também conforme a “Ferramenta”, “projetos são considerados semelhantes se estão no mesmo país/região e/ou usam uma tecnologia assemelhada, são do mesmo porte e são implantados em um ambiente comparável com respeito ao arcabouço legal, clima para investimentos, acesso a tecnologias, acesso a financiamentos, etc.”.

#### ***Região Relevante:***

O Brasil tem uma área de mais de 8,5 milhões de quilômetros quadrados na qual o clima compreende ampla variedade de condições de tempo agrupadas basicamente em seis subtipos climáticos: equatorial, tropical, semiárido, tropical de altitude, temperado e subtropical. As diferentes condições climáticas produzem ambientes que variam de florestas equatoriais no norte e regiões semiáridas no nordeste, para florestas temperadas de coníferas no sul e savanas tropicais no Brasil central. Tanto a variação de temperatura quanto o padrão de chuvas também são bastante diferentes conforme a região. A topografia brasileira também é diversificada e inclui morros, montanhas, planícies, planaltos e cerrados. Na bacia amazônica ao norte, por exemplo, grande parte do terreno se situa entre 200 metros e 800 metros de altitude enquanto o sudeste, onde está localizada a PCH Anhanguera, é mais robusta, com uma massa complexa de cordilheiras e serras atingindo altitudes de até 1 200 metros. O Brasil tem um sistema denso e complexo de rios, um dos mais extensos do mundo, com doze grandes bacias



hidrográficas. A PCH Anhanguera está localizada na bacia do Paraná. O Rio Sapucaí deságua no Rio Grande que deságua no Rio Paraná.



Figura 7 – Topografia brasileira e bacias hidrográficas



Figura 2 – Brasil. Divisão hidrográfica da ANA

De acordo com a primeira edição do Atlas de Energia Elétrica do Brasil<sup>16</sup>, em janeiro/2002 existiam 194 usinas hidroelétricas com capacidade instalada entre 1 e 30 MW, somando quase 780 MW. A maioria está concentrada nas regiões sul e sudeste nas bacias do Paraná e do Atlântico Sudeste, como mostrado no mapa abaixo. Esta concentração corresponde aos principais mercados consumidores de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte. Ao final de 2010, o número de usinas entre 1 e 30 MW em operação eram 380 com uma capacidade instalada total de mais de 3,2 GW<sup>17</sup>.

<sup>16</sup> Atlas de energia elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, 2002, pg.42  
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/index.html> (a 1ª edição não está disponível para download).

Todos os dados vieram de: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

<sup>17</sup> <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp> and  
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/ResumoEstadual.asp>



Figura 8 – Distribuição de pequenas centrais hidroelétricas no Brasil – 2002

Fonte: Atlas de energia elétrica do Brasil / ANEEL, 2002, pg.43

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/index.html> (a 1ª edição não está disponível para download)

As novas usinas estão mais dispersas porque o potencial remanescente no sudeste está sendo desenvolvido. Em 2005, a bacia do Paraná já tinha 72% do seu potencial aproveitado e, especificamente o Rio Grande tinha mais de 80% do seu potencial gerando energia. Como pode ser visto nas tabelas abaixo:

Potencial de Geração por Bacia	Operando	Futuro
Amazonas	1%	99%
Tocantins	44%	56%
Atlântico Nordeste Ocidental	0%	100%
Parnaíba	22%	78%
Atlântico Nordeste Oriental	5%	95%
São Francisco	58%	42%
Atlântico Leste	27%	73%
Atlântico Sudeste	28%	72%
Paraguai	16%	84%
Paraná	72%	28%
Uruguai	40%	60%
Atlântico Sul	30%	70%



Potencial de Geração na Bacia do Paraná	Operando	Futuro
Paranapanema	62%	38%
Paranaíba	69%	31%
Iguaçu	75%	25%
Grande	80%	20%
Tietê	95%	5%
Pardo	64%	36%
total	72%	28%

Tabela 12 – Potencial de Geração por Bacia e na Bacia do Paraná

fonte: Atlas de energia elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008, pg.58-60

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/index.html>

Esta diversidade de condições entre as regiões e bacias sugere que a análise de prática comum deva comparar atividades de projeto dentro de sua região ou bacia e não no país como um todo.

Esta atividade de projeto será comparada com projetos semelhantes ocorrendo na bacia do Rio Paraná que foram construídas ou iniciaram a construção após 2002, aproximadamente na mesma época em que o projeto básico da PCH Anhanguera foi concebido para comparar o mesmo ambiente em termos de técnica, finanças e incentivos externos.

*Tamanho:*

Apenas usinas com capacidade entre 8 e 30 MW foram consideradas. O limite superior corresponde à definição legal de pequenas centrais no Brasil<sup>18</sup> e foi adotado porque o arcabouço legal e os incentivos financeiros que existem para este grupo não se aplicam ou existem para usinas maiores. O limite inferior foi adotado para compreender mais do que a faixa de +/- 50% da capacidade da PCH Anhanguera.

*Tecnologia:*

Todos os projetos considerados nesta análise são pequenas centrais hidroelétricas. As diferenças quanto ao tipo de turbina (Kaplan, Francis, etc.) ou se são a fio d'água ou não, não foram consideradas para ter uma base de comparação maior e, portanto, mais conservadora.

O Brasil construiu e vem construindo mais de 440 usinas desde o final do século XIX. A tecnologia é facilmente acessível e os serviços de engenharia e da indústria tem uma larga oferta.

*Arcabouço Legal*

O atual arcabouço legal para o setor elétrico foi desenvolvido entre 1994 – 2004 em, basicamente, dois passos. O primeiro focou na privatização e reorganização da estrutura existente e criando agências regulatórias (operacional, institucional e de mercado). O segundo passo foi dado em 2004, focado no planejamento centralizado para assegurar a oferta (o Brasil passou por uma crise em 2002 quanto se implantou um racionamento por

<sup>18</sup> A definição de pequenas centrais hidroelétricas no Brasil é dada na Resolução Aneel 652/2003.  
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>



conta de uma seca forte que deplecionou os reservatórios mais importantes do país) e também para acelerar a integração de toda a população do país à rede elétrica<sup>19</sup>.

Usinas hidroelétricas são agrupadas grosso modo pelo tamanho, como na categoria das pequenas centrais e localização posto que existem regiões ao norte do país que ainda não estão conectadas ao Sistema Integrado Nacional. Todas as usinas estudadas aqui pertencem à ao mesmo grupo de tamanho e estão conectadas ao Sistema Integrado logo estão subordinadas ao mesmo conjunto regulatório.

#### *Ambiente de Investimento e Acesso a Financiamento*

O BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) é a maior fonte de empréstimos a longo prazo do país; ele oferece financiamento para projetos de todos tamanhos. Ao contrário de outros países, empréstimos de longo prazo quase não são oferecidos por bancos comerciais e, em geral, estas entidades não têm taxas competitivas comparadas com o BNDES. As condições de financiamento são semelhantes para todas as pequenas centrais hidroelétricas a menos de uma pequena variação no spread<sup>20</sup>.

Em 2002, o governo brasileiro lançou um programa chamado de Proinfa, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, especificamente pequenas centrais, co-geração à biomassa e eólica. O Programa garante um mercado seguro estabelecido em contratos de longo prazo garantidos pela Eletrobrás à preços atraentes e uma linha de crédito especial oferecido pelo BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). Na sua primeira fase, 63 PCHs aderiram com uma capacidade instalada de 1.191 MW. Esta primeira fase encerrou em 2004 e não existem indícios de que se e quando uma segunda fase será aberta. As regras do Proinfa continuam ainda outro artigo dizendo que todas as receitas vindas de qualquer esquema de redução de emissões, incluindo o MDL/CQNUMC reverteriam para o governo<sup>21</sup>. Ainda existem litigações pendentes posto que alguns projetos contassem com ambos os incentivos, mas a maioria optou por apenas um dos dois.

A análise realizada aqui considera usinas que começaram a operar ou iniciaram construção entre janeiro/2002 e outubro/2010 (dados mais recentes disponíveis quando da elaboração deste DCP). Esta tabela foi feita usando dados de:

- Usinas operando em 2002: Atlas de Energia Elétrica do Brasil - ANEEL, 2002, pg.135 ff;
- Usinas operando em 2010: Aneel – BIG – Banco de Informações de Geração - <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>
- Proinfa: um sumário excelente do programa faz parte de uma apresentação dada por uma das suas principais executivas e pode ser baixado de:

<sup>19</sup> Atlas de Energia Elétrica do Brasil - ANEEL, 2009, pg.18

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/index.html>

<sup>20</sup> e.g. ver o site do Banco:

[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Apoio\\_Financeiro/Produtos/FINEM/energia\\_eletrica\\_geracao.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html)

<sup>21</sup> [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2006/Decreto/D5882.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2006/Decreto/D5882.htm)



[http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo\\_usinas\\_PROINFA\\_AGO-2009.pdf](http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf)

- CDM: UNEP Risoe CDM/JI Pipeline Analysis and Database, 01/outubro/2010 - <http://www.cdmpipeline.org/> e o site do MDL para detalhes de projetos.
- Resoluções sobre autorizações emitidas pela ANEEL para todas as usinas contêm informações sobre a bacia onde está localizada: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigit.cfm>.

Todas as tabelas de suporte estão disponíveis para a EOD.

A tabela abaixo resume o número de usinas remanescentes após a aplicação de cada critério:

Análise de Prática Comum - filtros	
PCHs operando em 2002 no Brasil	194
PCHs registradas <sup>(*)</sup> no Brasil em 2010	588
PCHs em 2010 operando ou em construção	442
PCHs em 2010 entre 8 e 30 MW	180
PCHs na bacia do Paraná	33
- eliminando usinas operando antes de 2002	8
PCHs para a análise de prática comum	25
(*) operando, em construção e outorgadas	

Tabela 13 – Quantidade de PCHs restante após aplicação dos filtros

As 25 usinas restantes são:



	usina	potência (MW)	UF	status	incentivo
1	Irara	30,0	GO	operação	proinfa
2	Jataí	30,0	GO	operação	proinfa
3	Nova Aurora	21,0	GO	construção	proinfa
4	Retiro Velho	18,0	GO	operação	proinfa
5	Alto Sucuriú	29,0	MS	operação	proinfa
6	Ponte Alta	13,0	MS	operação	proinfa
7	Porto das Pedras	28,0	MS	operação	proinfa
8	Buriti	30,0	MS	operação	cdm / proinfa
9	Goiandira	27,0	GO	construção	cdm
10	Planalto	17,0	GO	operação	cdm
11	Riachão	13,4	GO	operação	cdm
12	Malagone	19,0	MG	operação	cdm
13	Piedade	21,7	MG	operação	cdm
14	Paraíso I	21,0	MS	operação	cdm
15	Pedrinho I	16,2	PR	operação	cdm
16	Pesqueiro	11,0	PR	operação	cdm
17	Salto Natal	16,0	PR	operação	cdm
18	São Francisco	14,0	PR	construção	cdm
19	Anhanguera	22,7	SP	construção	cdm
20	Dourados	10,8	SP	operação	cdm
21	Palmeiras	16,0	SP	construção	cdm
22	Retiro	16,0	SP	construção	cdm
23	São Joaquim	8,1	SP	operação	cdm
24	Pai Joaquim	23,0	MG	operação	
25	Boa Vista II	8,0	PR	operação	

Tabela 14 – Lista de PCHs para análise de prática comum

Todos estes projetos exceto os dois últimos buscaram um incentivo adicional quer do Proinfa ou através da perspectiva de venda de RCEs emitidos pelo MDL/CQNUMC. Em outras palavras, a prática comum para se desenvolver pequenas centrais hidroelétricas na região requer incentivos.

***Sub-passo 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:***

As duas usinas em operação que não buscaram incentivos extras são a PCH Pai Joaquim e a PCH Boa Vista II.

A PCH Pai Joaquim começou a operar em abril/2004<sup>22</sup> após um desenvolvimento complicado que começou antes de 1993 e depois teve seu projeto alterado<sup>23</sup> por conta de uma usina

<sup>22</sup> <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2004256.pdf>



hidroelétrica maior que foi construída a jusante. Entre 1997 e 2002, a Cemig, uma concessionária estatal, buscou parceiros para desenvolver o projeto, mas acabou por decidir implantá-lo por si mesma<sup>24</sup>. Mesmo após iniciar a operação, enfrentou uma série de problemas institucionais que só foram resolvidos em 2007. Isto é claramente uma exceção que não deve ser usado para comparações.

A PCH Boa Vista II também deve ser excluída por ser operada por um autoprodutor<sup>25</sup>, uma empresa de papel e celulose. Neste caso, a análise financeira não teria incluído a venda de eletricidade.

Fica claro que durante o período analisado, incentivos externos foram buscados para o desenvolvimento de pequenas centrais hidroelétricas na região da bacia do Paraná.

O Proinfa não estava mais aberto em 2007 quando da decisão gerencial. De acordo com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”: “*outras atividades de projeto MDL não devem ser incluídas*”. Portanto o desenvolvimento da PCH Anhanguera não é prática comum.

#### **Consideração prévia do MDL e continuidade na atividade MDL**

A Central Elétrica Anhanguera aparece como proponente de projeto neste DCP-MDL. Ela é uma empresa criada pela SEBAND (Sociedade de Energia Bandeirantes) e seus sócios: Volkswagen do Brasil e Pleuston.

A SEBAND começou a considerar a possibilidade de receitas de carbono antes de 2007 e contratou um desenvolvedor de projeto para desenvolver um DCP e iniciar o projeto de registro junto ao MDL em outubro/2007.

Quando a decisão gerencial de começar a construção da planta foi tomada em 15/12/2007, os créditos de carbono eram uma parte essencial do projeto.

Isto demonstra que os incentivos do MDL eram essenciais para o sucesso do desenvolvimento do Projeto e que o dono do projeto espera que o Projeto seja registrado com uma atividade de projeto MDL para aliviar riscos potenciais.

**A partir de todos os passos aqui incluídos em B.5, a conclusão é que o Projeto é adicional e não (parte do) cenário de linha de base. Sem o suporte do MDL, o Projeto não seria implantado.**

<sup>23</sup> <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt1993175.pdf>

<sup>24</sup> [http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp1997sn78\\_2.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp1997sn78_2.pdf) e <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002161.pdf>

<sup>25</sup> <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt1996435.pdf>



**B.6. Reduções de emissões:**

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

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002), o fator de emissão de linha de base (EFy) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação de fatores da margem operacional (OM) e margem de construção (BM). Com o propósito de determinar os fatores de emissão da margem de construção e da margem operacional, um projeto de sistema elétrico é definido pela extensão espacial das usinas elétricas que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De forma similar, um sistema elétrico conectado é definido como um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto e no qual as usinas elétricas podem despachar sem restrições significativas na transmissão.

**1. Emissões do projeto**

A partir da metodologia ACM0002 versão 12.1.0, para atividades do projeto de energia hidrelétrica que resultam em novos reservatórios, os proponentes do projeto devem contabilizar as emissões do projeto, estimadas de acordo com os seguintes itens:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad (1)$$

Onde:

$PE_y$	Emissões do projeto no ano y (tCO <sub>2</sub> /ano);
$PE_{FF,y}$	Emissões do projeto a partir de consumo de combustíveis fósseis no ano y (tCO <sub>2</sub> /ano);
$PE_{GP,y}$	Emissões do projeto pela operação de usinas geotérmicas pela liberação de gases não-condensáveis no ano y (tCO <sub>2</sub> /ano);
$PE_{HP,y}$	Emissões do projeto a partir dos reservatórios de água de usinas hidrelétricas no ano y (tCO <sub>2</sub> /ano);

De acordo com ACM0002, versão 12.1.0, o consumo de combustíveis fósseis é apenas para ser contabilizado em projetos de energia geotérmica e solar térmica. Portanto, como a atividade do projeto envolve apenas uma usina hidrelétrica  $PE_{FF,y}$  e  $PE_{GP,y}$ , são zero.

*1.1 Emissões de reservatórios de água das usinas hidrelétricas ( $PE_{HP,y}$ )*

Para atividades de projetos de hidrelétricas que resultam em novo reservatório e atividades de projeto de hidrelétricas que resultam no aumento de um reservatório existente, os proponentes do projeto devem considerar as emissões de CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub> do reservatório, estimadas como segue:

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



$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000} \quad (3)$$

Onde:

$PE_{HP,y}$  Emissão do reservatório expressa como tCO<sub>2</sub>e/ano;  
 $EF_{Res}$  Fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios de usinas hidrelétricas no ano y (kgCO<sub>2</sub>e/MWh)  
 $TEG_y$  Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y (MWh)

(b) Se a densidade de potência (PD) da usina for maior que 10 W/m<sup>2</sup>:

$$PE_{HP,y} = 0 \quad (4)$$

A densidade de potência (PD) da atividade do projeto é calculada como segue:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad (5)$$

Onde:

$DP$  Densidade de potência da atividade do projeto (W/m<sup>2</sup>);  
 $Cap_{PJ}$  Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implantação da atividade de projeto (W);  
 $Cap_{BL}$  Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da execução da atividade de projeto (W). Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero;  
 $A_{PJ}$  Área do reservatório medida na superfície da água, após a implantação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m<sup>2</sup>);  
 $A_{BL}$  Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m<sup>2</sup>). Para novos reservatórios este valor é zero;

## 2. Emissões de linha de base

Emissões de linha de base incluem apenas as emissões de CO<sub>2</sub> da geração de eletricidade em usinas a combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade do projeto. A metodologia pressupõe que toda a geração de energia elétrica do projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por usinas que já estão interligadas à rede, e a adição de novas usinas interligadas à rede. As emissões de linha de base são calculadas da seguinte forma:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CMY} \quad (6)$$



Onde:

- $BE_y$  Emissões de linha de base no ano y (tCO<sub>2</sub>/ano)
- $EG_{PJ,y}$  Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e transmitida à rede, como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano);
- $EF_{grid,CM,y}$  Margem combinada do fator de emissão de CO<sub>2</sub> para geração de energia conectada a rede no ano y, calculado utilizando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO<sub>2</sub>/MWh).

*Cálculo de  $EG_{PJ,y}$*

Atividade do Projeto é uma usina greenfield, portanto a eletricidade líquida é dada por:

**(a) Usinas de Energia Renovável Greenfield**

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad (7)$$

Onde:

- $EG_{PJ,y}$  Quantidade de geração de eletricidade líquida que é produzida e entregue à rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano);
- $EG_{facility,y}$  Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade do projeto à rede no ano y (MWh/ano).

A metodologia pressupõe que toda a geração de energia elétrica do projeto acima dos níveis basais ( $EG_{baseline}$ ), caso contrário teria sido gerado pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração.

*Cálculo do  $EF_{grid,CM}$*

A AND brasileira publicou o Fator de Emissão da Margem Operacional e da Margem de Construção do Sistema Interligado Nacional<sup>26</sup> com o qual o projeto está conectado. Como a AND brasileira publicou os Fatores de Emissão da Rede Brasileira Interligada desde 2006, neste projeto a média FE para o último ano publicado (2009) será usada para estimar a redução de emissões deste projeto. O Fator de Emissão será monitorado para calcular as reduções de emissões anuais e o projeto terá o cálculo ex-post.

---

<sup>26</sup> Disponível em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora>



O cálculo dos fatores de emissão de CO<sub>2</sub>, publicado pela AND brasileira, seguindo a ferramenta metodológica “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versões 1, 1.1 e 2, aprovado pelo Conselho Executivo do MDL e publicada no Anexo 12 do EB 35 e Relatório EB 50.

O fator de emissão  $EF_{grid,CM}$  é calculado de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de elétrico” através de uma série de seis etapas:

*Etapa 1. Identificar o sistema de energia elétrica relevante.*

O sistema elétrico no Brasil tem seu subsistema principal, o Sistema Interligado Nacional, e vários sistemas isolados, principalmente na região Amazônica. A atividade do projeto gera eletricidade para o Sistema Interligado Nacional de Energia e, portanto, é o sistema de energia relevante. Todos os dados exigidos pela ferramenta vêm do Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável por controlar e coordenar a geração e instalações de transmissão no sistema nacional. A AND do Brasil definiu este sistema na sua Resolução n. 8<sup>27</sup>.

*Etapa 2- Selecionar um método de Margem Operacional (MO)*

O método escolhido pela AND brasileira é a Distribuição de Análise de Dados com base no envio dos dados fornecidos pela ONS. Os fatores de emissão das plantas termoeletricas alimentadas por combustíveis fósseis foram retirados de padrões do IPCC e do Balanço Energético Nacional<sup>28</sup>.

O fator de emissão é dado por:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \quad (EF10)$$

Onde:

- $EF_{grid,OM-DD,y}$  Envio de análise dos dados da margem operacional do fator de emissão de CO<sub>2</sub> no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh);
- $EG_{PJ,h}$  Eletricidade deslocada pela atividade do projeto, em hora h no ano y (MWh);
- $EF_{EL,DD,h}$  Fator de emissão de CO<sub>2</sub> para as unidades no topo da ordem de despacho, na hora h no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh);
- $EG_{PJ,y}$  Total de eletricidade deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh);
- $h$  Horas no ano y em que a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede;
- $y$  Ano em que a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede;

<sup>27</sup> Disponível em [http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0024/24719.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf)

<sup>28</sup> [http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas\\_publicacoes.html](http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html)



O fator de emissão horário é calculado com base na eficiência energética da usina hidrelétrica e o tipo de combustível utilizado, como segue:

Se os dados de consumo de combustível por hora estiverem disponíveis, então o fator de Emissão horário é determinado como:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (EF-11)$$

Onde:

$EF_{EL,DD,h}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> para as unidades de energia no topo da ordem de despacho na hora $h$ no ano $y$ (tCO <sub>2</sub> /MWh)
$FC_{i,n,h}$	Quantidade de combustível fóssil tipo $i$ consumido por unidade de potência $n$ , na hora $h$ (unidade de massa ou volume)
$NCV_{i,y}$	Valor calorífico líquido (conteúdo energético) de combustível fóssil tipo $i$ no ano $y$ (GJ / massa ou volume)
$EF_{CO_2,i,y}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> de combustível fóssil tipo $i$ no ano $y$ (tCO <sub>2</sub> /GJ)
$EG_{n,h}$	Eletricidade gerada e entregue a rede por unidade $n$ na hora $h$ (MWh)
$n$	Unidades de energia no topo do despacho (conforme definido abaixo)
$i$	Tipos de combustíveis fósseis queimados na unidade $n$ no ano $y$
$h$	Horas no ano $y$ em que a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede
$y$	Ano em que a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede

Caso contrário, o fator de emissão horária é calculada com base na eficiência energética da unidade de potência da rede e do tipo de combustível utilizado, como segue:

$$EF_{EL,DD>k} = \frac{\sum_n EG_{n,h} \cdot EF_{EL,n,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (EF-12)$$

Onde:

$EF_{EL,DD,h}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> para as unidades de energia no topo da ordem de despacho, na hora $h$ no ano $y$ (tCO <sub>2</sub> /MWh)
$EG_{n,h}$	Quantidade líquida de energia elétrica gerada e entregue à rede por unidade de energia $n$ na hora $h$ (MWh)
$EF_{EL,n,y}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> de unidade de energia $n$ em ano $y$ (tCO <sub>2</sub> /MWh)
$n$	Unidades de energia no topo do despacho (conforme definido abaixo)
$h$	Horas no ano $y$ em que a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede.



*Etapa 3- Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado.*

A análise dos dados de despacho do fator de emissão da margem operacional (OM) é determinada com base nas unidades geradoras de eletricidade que estão atualmente despachando na margem durante cada hora  $h$  onde a atividade de projeto está deslocando eletricidade. Este método não é aplicável a dados históricos e, portanto, requer monitoramento anual do  $EF_{grid,OM-DD,y}$ .

Como mencionado acima, a AND do país anfitrião irá fornecer o  $EF_{EL,DD,h}$  para que os participantes do projeto possam calcular o fator de emissão da margem de operação. Portanto, estes dados serão atualizados anualmente aplicando-se o número publicado pela AND brasileira. Para fins de estimativa, o dado do ano mais recente disponível no website da AND será utilizado.

*Etapa 4- Identificar o grupo de unidades de energia para ser incluído na margem de construção (BM).*

A margem de construção também será calculada pela AND. O número é publicado no website e para fins de estimativa os dados para o ano mais recente serão usados.

*Etapa 5- Calcular o fator de emissão da margem.*

A margem de construção também será calculada pela AND. O número é publicado no website e para fins de estimativa os dados para o ano mais recente serão usados.

*Etapa 6- Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)*

A margem combinada é calculada como segue:

$$EF_y = W_{OM} \cdot EF_{OM,y} + W_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad (\text{EF-14})$$

Onde os pesos para  $W_{OM}$  e  $W_{BM}$ , por padrão, são 50% (i.e.,  $W_{OM} = W_{BM} = 0.5$ ). Pesos alternativos podem ser utilizados, contanto que  $W_{OM} + W_{BM} = 1$  e evidências apropriadas para justificar os pesos alternativos sejam apresentadas.

### 3. Vazamento

Não são consideradas as emissões de vazamento. As principais emissões potenciais à vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões originadas pelas atividades como a construção de usinas de energia e as emissões a montante da utilização de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento, transporte). Estas fontes de emissões são negligenciadas.

### 4- Reduções de Emissões



As reduções de emissões são calculadas como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

$ER_y$  = Redução de emissões no ano y (t CO<sub>2</sub>e/yr)  
 $BE_y$  = Emissões de linha de base no ano y (t CO<sub>2</sub>e/yr)  
 $PE_y$  = Emissões do projeto no ano y (t CO<sub>2</sub>e/yr)

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

<b>Dados / Parâmetros:</b>	$EF_{Res}$
Dados da unidade:	kgCO <sub>2</sub> e/MWh
Descrição:	Valor Padrão do fator de emissão para as emissões de reservatórios
Fonte de dados utilizada:	Decisão do EB23
Valor aplicado:	90 kgCO <sub>2</sub> e/MWh
Comentário:	-

<b>Dados / Parâmetros:</b>	$C_{apBL}$
Dados da unidade:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto. Para novas usinas, este valor é zero.
Fonte de dados utilizado:	-
Valor aplicado:	0 W
Comentário:	-

<b>Dados / Parâmetros:</b>	$A_{BL}$
Dados da unidade:	m <sup>2</sup>
Descrição:	Área do reservatório medido na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m <sup>2</sup> ). Para novos reservatórios, este valor é zero.
Fonte de dados utilizada:	-
Valor aplicado:	0 m <sup>2</sup>
Comentário:	-



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

**1. Emissões do Projeto**

**Densidade de Potência**

A densidade da potência da atividade do projeto (PD) é calculada da seguinte forma:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad (5)$$

Onde:

$PD$  Densidade de potência da atividade do projeto ( $W/m^2$ );

$Cap_{PJ}$  Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto ( $W$ ) = **22.500.000 W de acordo com o fabricante dos geradores;**

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

$A_{PJ}$  Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio ( $m^2$ ) = **2.050.000  $m^2$  conforme concepção do projeto;**

$A_{BL}$  Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio ( $m^2$ ). Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero;

$$PD = \frac{22.500.000 - 0}{2.050.000 - 0} = 10,98W / m^2$$

À medida que a densidade de potência da usina é superior a  $10 W/m^2$  :

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

E, portanto:

$$PE_y = 0$$

**2. Emissões de linha de base**



Emissões de linha de base incluem apenas as emissões de CO<sub>2</sub> proveniente da produção de usinas de eletricidade em usinas de combustível fóssil que são deslocadas devido à atividades do projeto.

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad (6)$$

Onde:

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

$EG_{PJ,y}$  Quantidade líquida de geração de eletricidade que é produzida e transmitida à rede, como resultado da implementação da atividade do projeto MDL no ano y (MWh/ano);

$EF_{grid,CM,y}$  Margem combinada do fator de emissão de CO<sub>2</sub> para geração de energia conectada à rede no ano y calculada utilizando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO<sub>2</sub>/MWh).

No Brasil, a agência reguladora (ANEEL) emite uma “energia assegurada” válida para uma usina, que indica a quantidade mínima de energia a ser produzida durante um ano com a menor média hidrológica. Este valor é usado em PPAs como valor de referência de base. No caso da Anhanguera, este valor é 99.601 MWh/y<sup>29</sup>, o que corresponde a um fator de capacidade de 50,5%.

Como a AND brasileira publicou os fatores de emissão do Sistema Interligado Nacional de energia para os anos de 2007 a 2009, os cálculos desta seção utilizaram a média do Fator de Emissão da rede para 2009 para estimar as reduções de emissões projetadas deste projeto.

MARGEM DE OPERAÇÃO												
Media do Fator de Emissão (tCO <sub>2</sub> /MWh) - mensal												
2009	MES											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	0,2813	0,2531	0,2639	0,2451	0,4051	0,3664	0,2407	0,1988	0,1622	0,1792	0,1810	0,1940

MARGEM DE CONSTRUÇÃO	
Media do Fator de Emissão (tCO <sub>2</sub> /MWh) - ANUAL	
2009	
	0,0794

O Fator de Emissão para o ano de 2009 é:

<sup>29</sup> ANEEL - Resolução Normativa No 65, 25 de maio 2004

A análise financeira utiliza uma estimativa maior da produção anual de energia baseada nos estudos de engenharia. Utilizando a “energia assegurada” gera menos RCEs e, portanto, é conservados.



$$EF_{2009} = (\text{Média Margem de Operação 2009} + \text{Margem de construção 2009}) / 2$$

$$EF_{2009} = (0,2476 + 0,0794) / 2$$

$$EF_{2009} = \mathbf{0,1635 \text{ tCO}_2/\text{MWh}}$$

Este cálculo ex-ante utilizou a média do fator de emissão durante o ano de 2009, como comentado acima.

$$BE_y = 99.601 \cdot 0,1635 = 16.284 \text{ tCO}_2 \text{ e / yr}$$

### 3. Vazamento

As perdas de transmissão foram negligenciadas devido a distância entre a casa de força e a subestação ser menor que 200 metros. O projeto da subestação, construção e operação foi terceirizado à CPFL e é considerado o ponto de despacho para a rede nacional.

As principais emissões potenciais à vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões originadas pelas atividades como a construção de usinas de energia e as emissões a montante da utilização de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento, transporte), e inundação de terras (para projetos hidrelétricos – condições aplicáveis acima). Participantes do projeto não necessitam considerar estas fontes de emissão pois esta metodologia é aplicada ao vazamento.

Portanto,  $L_{PJ,y} = 0$

### 3. Redução de emissões

Finalmente:

$$ER_y = BE_y - PE_y = 16.284 \text{ tCO}_2 \text{ e / yr}$$



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

Ano	Estimativa das emissões da atividade do projeto (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa das emissões de linha de base (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa de vazamento (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa das reduções de emissões globais (toneladas de CO <sub>2</sub> e)
2012	0	16.284	0	16.284
2013	0	16.284	0	16.284
2014	0	16.284	0	16.284
2015	0	16.284	0	16.284
2016	0	16.284	0	16.284
2017	0	16.284	0	16.284
2018	0	16.284	0	16.284
2019	0	16.284	0	16.284
2020	0	16.284	0	16.284
2021	0	16.284	0	16.284
Total (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	0	162.848	0	162.848

Tabela15 - Resumo da estimativa ex-ante das reduções de emissões

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

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

*(Copie esta tabela para cada dado e parâmetro)*

<b>Dado/Parâmetro:</b>	<i>EG<sub>facility,y</sub></i>
Dados da unidade:	MWh/ ano
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta do projeto à rede no ano y
Fonte de dados a ser usada:	medidor de eletricidade na saída da subestação
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	99.601 MWh/ano
Procedimentos de medição	Há dois medidores na saída da subestação – um é o medidor principal e o outro é o medidor de reserva. Ambos são do tipo bi-direcional. Quando o medidor principal falha no seu funcionamento normal, o medidor de reserva inicia a leitura e a informação não é perdida. A precisão dos medidores são Class – 0,2% (Norma Brasileira Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica (estáticos) NBR 14519



	<p>A frequência de calibração é dada a cada dois anos, de acordo com o regulamento do Operador Nacional do Sistema (ONS).</p> <p>O medidor de alta voltagem envia os dados de geração para quatro pontos:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Painel de controle operacional da usina hidrelétrica</li><li>2. ONS (Operador Nacional do Sistema) – via VPN</li><li>3. CPFL sala de controle em Campinas</li><li>4. CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) onde totais mensais são utilizados para o envio da nota de comercialização</li></ol> <p><math>EG_{facility,y}</math> é o mesmo valor de <math>EG_{P,I,y}</math> - usinas hidrelétricas de energia renovável Greenfield</p>
Frequência de monitoramento	Medição constante e registro mensal
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Total da geração de energia registrada no Painel de Controle Operacional na hidrelétrica é checado com os valores registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e na sala de controle da CPFL. Procedimentos QA/QC de medição de energia são explicados na seção B. 7.2 (os equipamentos utilizados têm por requisitos legais níveis extremamente baixos de incerteza)
Comentário:	A subestação está localizada a mais de duzentos metros da casa de força. A subestação é o ponto de entrega para a rede, e é operada pela concessionária local, a CPFL. As perdas de transmissão podem ser negligenciadas por estarem a uma pequena distância.

<b>Dados / Parâmetros:</b>	$TEG_y$
Dados da unidade:	MWh/ano
Descrição:	Total da eletricidade produzida pela atividade do projeto, incluindo o fornecimento de eletricidade à rede e da energia fornecida às cargas internas no ano $y$
Fonte dos dados:	Medidor de eletricidade na entrada da subestação
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Não aplicável
Procedimentos de medição:	Medidor de eletricidade de baixa voltagem envia dados de geração para o Painel de Controle da hidrelétrica onde são mensalmente totalizados, relatados e arquivados;
Frequência de Monitoramento:	Medição constante e registro mensal.
Procedimentos de QA/QC a serem aplicados:	Este valor é usado por Operações para monitorar a eficiência da subestação confrontando a um limite definido com a CPFL – terceiro contratado para operar a subestação.



A  
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO  
(CDM PDD) - Versão 3



MDL – Conselho Executivo

página 45

Comentário:	-
<b>Dados / Parâmetros:</b>	$EF_{grid,CM,y}$
Dados da unidade:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y calculado utilizando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Fonte dos dados:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,1635 tCO <sub>2</sub> /MWh
Procedimentos de Medição:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Frequência de monitoramento:	Anual
Procedimentos de QA/QC a serem aplicados:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Comentário:	De acordo com instruções da AND, pesos para a OM e BM ambos são de 50%

<b>Dados / Parâmetros:</b>	$EF_{grid,OM-DD,y}$
Dados da unidade:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão da Margem de Operação para geração de energia conectada à rede no ano y .
Fonte dos dados:	Site da AND brasileira: ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html</a> )
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,2476 tCO <sub>2</sub> /MWh
Procedimentos de medição:	A opção selecionada para calcular a margem operacional foi a análise de despacho que não permite o cálculo ex-ante do fator de emissão. Assim, este valor será calculado anualmente, aplicando-se os números publicados pela AND brasileira e seguindo as etapas fornecidas na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Frequência de monitoramento:	Anual
Procedimentos de QA/QC a serem aplicados:	De acordo com “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Comentário:	



A  
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO  
(CDM PDD) - Versão 3



MDL – Conselho Executivo

página 46

<b>Dados / Parâmetros:</b>	$EF_{grid, BM, y}$
Dados da unidade:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	O fator de emissão da margem de construção para geração de energia conectada à rede no ano y calculado utilizando os valores publicados pela AND brasileira.
Fonte dos dados:	Site do DNA brasileiro: ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html</a> )
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,0794 tCO <sub>2</sub> /MWh
Procedimentos de medição:	A opção selecionada para calcular a margem operacional foi a análise de despacho que não permite o cálculo ex-ante do fator de emissão. Assim, este valor será calculado anualmente, aplicando-se os números publicados pela AND brasileira e seguindo as etapas fornecidas na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico.
Frequência de monitoramento:	Anual
Procedimento de QA/QC a serem aplicados:	De acordo com “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Comentário:	

<b>Dados / Parâmetros:</b>	$Cap_{PJ}$
Dados da unidade:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto
Fonte dos dados:	local do projeto
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	22.000 W
Procedimentos de medição:	A placa de identificação da capacidade instalada da atividade do projeto é medida de acordo com as normas internacionais. Evidências serão compostas de provas fotográficas e documentos do fabricante da tecnologia.
Frequência de Monitoramento:	anual
Procedimento de QA/QC a serem aplicados:	-
Comentário:	-

<b>Dados / Parâmetros:</b>	$A_{PJ}$
Dados da unidade:	m <sup>2</sup>



Descrição:	Área do reservatório medido na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte dos dados:	local do projeto
Valor do dado aplicado no cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	<b>2.050.000 m<sup>2</sup></b>
Procedimentos de medição:	Medição de levantamentos topográficos, utilizando marcadores colocados durante a construção da planta, indicando a sua coordenada UTM 3-dimensional A área do reservatório pode ser determinada, também, com base no nível do reservatório. Plantas hidrelétricas despachadas pelo ONS monitoram o nível do reservatório. O dado utilizado para este propósito pode ser utilizado para determinar a área do reservatório e será também um procedimento de medição a ser considerado pelos proponentes de projeto.
Frequência de monitoramento:	anual
Procedimento de QA/QC a serem aplicados:	-
Comentário:	-

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

>>

Os procedimentos de acompanhamento de dados de medição, garantia e controle de qualidade estão descritos abaixo. O fator de emissão da rede, que será aplicado ex-post, é publicado anualmente numa base horária.

#### **Procedimentos de Monitoramento**

A Casa de força é conectada à subestação localizada a menos de 200 metros de distância. A construção da subestação bem como sua operação inicial foi realizada pela CPFL, uma das maiores empresas de serviço público no Brasil e cuja área de concessão inclui o local da PCH Anhanguera. A subestação da usina é o ponto de expedição à rede nacional. As perdas de transmissão são insignificantes devido à pequena distância entre a casa de força e a subestação.

A medida de geração de energia será feita em dois pontos:

- a. Na saída da casa de força (energia total) em 13,8kV, um conjunto de TP e TCs são usados pelo sistema supervisório de operação para calcular e totalizar a energia enviada à subestação. Este sistema faz parte do sistema de controle Voith/Siemens a ser instalado na sala de operação da planta;



- b. Na saída da subestação, ponto de despacho para a rede nacional, em 138kV, integrado ao sistema de controle da subestação, este medidor transmite medições de energia para:
  - a. Painel de controle da hidrelétrica (energia gerada é totalizada, relatada e arquivada);
  - b. ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) – via VPN
  - c. Sala de controle operacional da CPFL em sua sede em Campinas;
  - d. CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), reguladora oficial do mercado de eletricidade, agindo como registro de contratos e transações, CCEE usa as informações de geração de energia a fim de faturar o serviço de transmissão entre o gerador e o consumidor final, entre outros usos. Este valor é usado pela Central Elétrica Anhanguera para emitir faturas de venda de energia.

A CPFL é a responsável pela operação da parte de alta tensão da subestação. Eles têm um escritório operacional à 40 Km da Usina Anhanguera e eles próprios operam três pequenas centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio (PCH Esmeril, Dourados e São Joaquim). Estas plantas fazem parte do Projeto MDL<sup>30</sup>. A CPFL também será responsável por toda a manutenção e calibração do medidor principal de alta voltagem, de acordo com as normas da ONS.

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

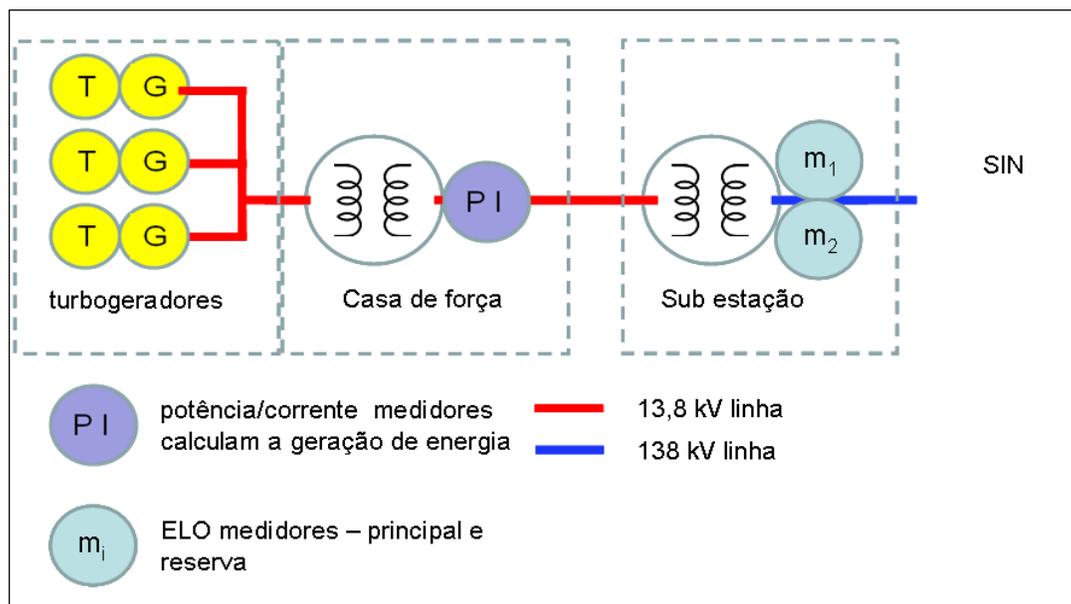


Figura 9 – diagrama unifilar simplificado

<sup>30</sup> [Repotenciação de Pequenas Centrais Hidroelétricas \(PCH\) no Estado de São Paulo, Brasil](#) – MDL e Repowering Small Hydro Plants in the State of São Paulo CDM ref.489



### **Área do Reservatório**

A área do reservatório será medida anualmente na sua superfície após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio. A medição ocorrerá através de levantamentos topográficos, utilizando marcadores colocados durante a construção da planta, indicando a sua coordenada UTM 3-dimensional.

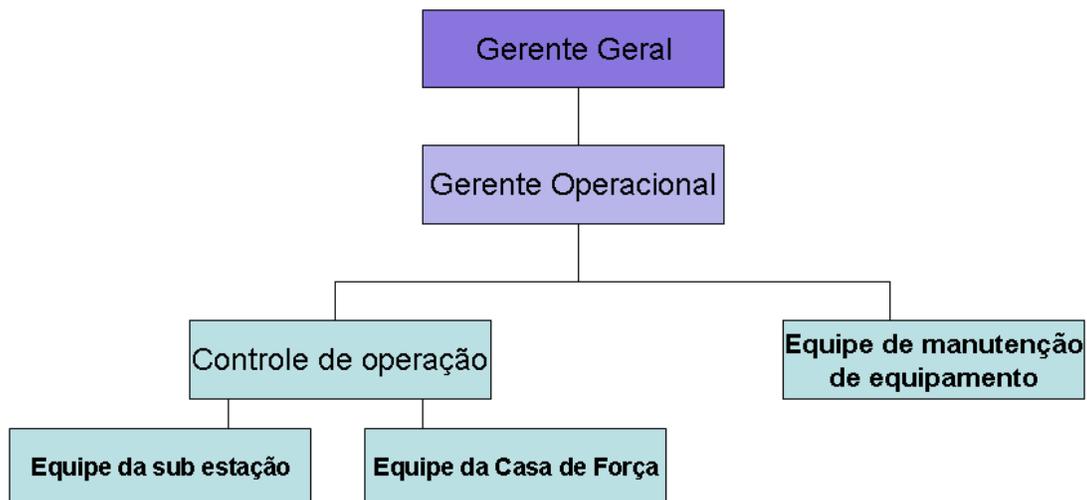
Além disso, a área do reservatório pode ser determinada com base no nível do reservatório, pois centrais hidrelétricas despachadas no âmbito do ONS devem monitorar o nível do reservatório. Os dados utilizados para este propósito pode ser utilizado para se determinar a área do reservatório e este procedimento de medição poderá ser considerado para a atividade de projeto.

### **Estrutura gerencial e organizacional**

Todas as notas e documentos fiscais são mantidos no sistema de contabilidade da Central Elétrica Anhanguera.

A pessoa encarregada da coleta de dados e arquivamento é o Sr. Luís Antonio Campos Ribeiro, que é o Gerente de Operação da pequena central hidrelétrica Anhanguera.

Para garantir a operação das atividades de monitoramento, a estrutura gerencial e organizacional será estabelecida pela central elétrica como demonstra a figura abaixo, para determinar a organização e pessoas responsáveis pela coleta e arquivamento dos dados.





### Garantia e controle de qualidade

#### *Calibração*

A calibração dos medidores é efetuado pela CPFL a qual é qualificada pelo governo e INMETRO cumprindo com os padrões nacionais. Os medidores serão calibrados de acordo com os requerimentos do acordo com a CPFL e, por contrato, seguindo a ABNT NBR 6808/IEC 439. Os medidores são lacrados e a CPFL é a única instituição que pode acessá-los. Cópia dos dados de calibração serão arquivadas juntamente com todos os dados de monitoramento e estão disponíveis à EOD.

Quando dúvidas são detectadas tanto no medidor principal como no medidor de reserva, o dono do projeto (CELAN) solicita à CPFL que efetue a calibração, testes e reparos no medidor. E se as dúvidas partem da CPFL a mesma é obrigada a realizar o reparo.

#### *Maintenance and training procedures*

CPFL e CELAN serão responsáveis pela manutenção dos equipamentos de monitoramento para lidar com possíveis ajustes e incertezas de dados. A CPFL é responsável pela parte de alta tensão da subestação e a CELAN é responsável pela parte de baixa tensão na casa de força e subestação.

CELAN é a responsável pelo gerenciamento do projeto bem como pela organização e treinamento de pessoal com relação às técnicas apropriadas de monitoramento, medição e reporte de dados.

Anhanguera obteve operação assistida pela Voith/Siemens pelo período de março a setembro de 2010. Durante este período, a estrutura operacional definitiva foi estabelecida e a equipe foi contratada e treinada pela Voith/Siemens. No que diz respeito a este DCP, eles serão responsáveis por monitorar a geração de energia na saída da casa de força do projeto.

### Arquivamento de Dados

Os dados operacionais têm um backup de apoio, dados de produção de energia são transmitidos para o computador do Gerente de Operação e este computador tem um backup diário (incluindo o sinal que capta a partir do medidor eletrônico (ELO.2180).

Todos os dados são medidos automaticamente em sistemas digitais e armazenados no sistema central. Os procedimentos padrão de backup no local garantem a salvaguarda dos dados. Os dados serão mantidos durante o período de créditos e dois anos após o término do período de crédito para a verificação da EOD.

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

>>



Data do término do texto final desta seção de linha de base e a metodologia de monitoramento (15/10/2010) pela Plant Inteligência Ambiental. A Plant Inteligência Ambiental atua como um consultor de MDL e não é um participante do projeto.

Principais pessoas envolvidas no desenvolvimento do DCP e definição de linha de base:

Empresa: Plant Inteligência Ambiental  
Rua: Rua Moraes Barros, 1413  
Cidade: Piracicaba – São Paulo  
CEP: 13419-240  
País: Brasil  
Pessoas envolvidas: Janaina Dallan, Shiguo Watanabe e Warwick Manfrinato  
Telefone: + 55(11) 9859-8928  
Fax: + 55(19) 3433-0189  
E-mails: [janainadallan@plantbr.com.br](mailto:janainadallan@plantbr.com.br); [swatanabe@co2consulting.com.br](mailto:swatanabe@co2consulting.com.br);  
[Warwick@plantbr.com.br](mailto:Warwick@plantbr.com.br)

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

**C.1. Duração da atividade do projeto:**

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

20 de fevereiro de 2008- A evidência é o contrato entre a Central Elétrica Anhanguera e Leão Engenharia S.A., datado de 10 de fevereiro de 2008. Disponível para o validador.

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

30 anos (final da autorização da CELAN para operar a PCH Anhanguera)

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

**C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável:**

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

Não aplicável

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

Não aplicável



**C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:**

**C.2.2.1. Data de início:**

01/01/2012 ou data de registro, o que for posterior.

**C.2.2.2. Duração:**

10 anos – 0 meses

**SEÇÃO D. Impactos ambientais**

**D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:**

>>

De acordo com a legislação pertinente e regulamentos ambientais, um estudo de Impacto Ambiental (EIA)<sup>31</sup> foi realizado por “Bauart Engenharia” e aprovado pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo em 1989. Em 2001 uma versão simplificada da Avaliação de Impacto Ambiental (RAP) foi realizada e aprovada pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo em 31 de outubro de 2007. As principais conclusões do relatório são apresentadas a seguir:

1. Impacto sobre a utilização da terra e migração

A implantação do projeto não apresenta imigração. O proprietário do projeto irá compensar a ocupação da terra. O total de terras ocupadas serão 233,54 ha, onde não há reservas naturais ou culturais.

2. Impacto sobre as condições climáticas

O projeto não exige a formação de grandes lagos ou reservatórios, típico de grandes usinas, assim, o impacto da mudança climática não é considerado significativo.

3. Material Particulado

---

<sup>31</sup> O EIA foi desenvolvido pela Companhia de Força e Luz do estado de São Paulo (CPFL) a qual detinha os direitos legais de exploração do potencial hidrelétrico de Anhanguera; com a mudança de legislação a CPFL perdeu seus direitos legais os quais foram transferidos à ANEEL. A Seband requisitou os direitos de exploração e apresentou sob a nova legislação um Estudo Ambiental Simplificado – RAP (regra da nova legislação) e recebeu formalmente os direitos de exploração pela ANEEL através da resolução número 541. O Departamento Estadual Ambiental, o qual já havia emitido a Licença Ambiental Prévia à CPFL transferiu esta licença para a Seband.



Durante o período de construção a escavação, explosão, e operações com máquinas incorreram em emissões de particulados para a atmosfera. O impacto foi restrito ao entorno da usina e por um curto período de tempo. Finalmente, o local da construção está longe de áreas residenciais, contando com a proteção da topografia natural do local, que forma uma barreira para a dispersão das partículas.

#### 4. Geologia e Geomorfologia

Taludes Naturais – Não ocorrerá instabilidade de taludes devido à topografia natural que apresenta encostas naturais.

Solo – Mapas e estudos no local, confirmam ausência de depósitos minerais na área a ser inundada. A erosão na área de influência não será significativa devido à natureza do solo que não apresenta potencial de erosão e também a restauração da vegetação ciliar vai atenuar a erosão.

#### 5. Impacto sobre o ecossistema

A construção poderia afetar a migração de algumas espécies de peixes causadas pela mudança no ambiente aquático, que foi minimizada pela construção de escada de peixes. Considerando que na região não há pescaria comercial, o impacto não será significativo. As condições das águas à jusante das barragens terão pequenas modificações, evitando a morte dos peixes.

A vegetação foi removida antes do enchimento do reservatório, impedindo a decomposição da biomassa e a deterioração da qualidade da água no reservatório.

A redução dos alimentos para a ictiofauna (peixes), bentos, plâncton, causada pela perda parcial da mata ciliar a montante do eixo Anhanguera será mínima porque a área de floresta a ser retirada é muito pequena.

A fauna terrestre foi submetida primeiramente a um levantamento ambiental e monitoramento; os mamíferos de grande porte (*Allouata caraya*) foram os únicos a serem transferidos para outras áreas, seguindo-se toda a legislação e recomendações da Agência Estadual Ambiental. Os mesmos foram realocados e monitorados em seu novo habitat para confirmar a adaptação. A fauna que permaneceu nas áreas ciliares e também a que migrou para as novas áreas reflorestadas são monitoradas pelo Time Ambiental na CELAN de acordo com programa específico.

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

A Licença de Instalação levantou alguns itens que foram atendidos com os programas a seguir:

- Programa executivo de Reflorestamento Ciliar
- Programa executivo de Supressão de Vegetação
- Programa de Instalação e Qualificação de Viveiros
- Programa de Resgate, Realocação e Monitoramento da Fauna terrestre



- Programa de Consolidação das Unidades de Conservação na Região
- Programa de Monitoramento do Lençol Freático
- Construção de escada de peixe
- Instalação de uma estação hidrometeorológica
- Programa de Limnologia e Qualidade de Água
- Programa de Desinfecção de Currais e Tamponamento de Poços
- Programa para Controle de Impactos Geomórficos e Erosivos
- Programa de Comunicação Social
- Centro de Turismo, Lazer e Educação Ambiental
- Programa Salvaguarda da População
- Programa Recuperação de Áreas Degradadas
- Programa de Monitoramento da Ictiofauna e das Escadas de Peixe
- Programa para Resgate Arqueológico nas Áreas Afetadas
- Programa de Gerenciamento Ambiental do Canteiro de Obras e Saúde dos Trabalhadores
- Programa de Desapropriação e Realocação de não Residentes

**Entidades Contratadas:**

- Escola Superior de Agricultura Luiz de Queirós (Esalq-USP) - (Programas referidos a flora)
- Fundação Centro Tecnológico de Hidráulica (CTH-USP) - (Limnologia e Qualidade de água)
- Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) - (Lençol freático, impactos Geomórficos e Erosivos)
- Universidade de Campinas – Departamento de Zoologia (Unicamp) - (Fauna Terrestre)
- Universidade Federal de São Carlos (Depto. de Ictiologia) - (Ictiologia e escadas de peixes)
- Projeto Paranapanema (Arqueologia)

**Convênios Implantados:**

- Agenda 21 – Município de Guará (Termo de Cooperação Técnica e Institucional: Implantação da Agenda 21, criação de centro de turismo e lazer)
- Instituto de Zoobotânica de Franca (Convenio de Cooperação Técnica)

**Compensação Ambiental:**

- Reflorestamento na proporção de 1:3 para a relação área desmatada, área reflorestada.

**SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas**

>>

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

>>



**A**  
**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO**  
**(CDM PDD) - Versão 3**



**MDL – Conselho Executivo**

página 55

De acordo com a Resolução no. 7 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima<sup>32</sup>, convites a comentários das partes interessadas locais são exigidos pela Autoridade Nacional Designada (AND), como parte dos procedimentos para análise dos projetos e emissão de cartas de aprovação.

A AND requer que os participantes do projeto comuniquem-se com o público através de cartas a serem enviadas, convidando para comentários:

- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento.
- Governos Estadual e Federal
- Associações das comunidades locais
- Prefeito, Presidente da Câmara da Cidade e do Secretário Encarregado do Meio Ambiente dos Municípios de Guará e São Joaquim da Barra.
- Ministério Público do Estado dos Municípios de Guará e São Joaquim da Barra.

Tal como definido pela Autoridade Nacional Designada (DNA), as cartas-convite foram enviadas pelos desenvolvedores do projeto para as instituições-chave (ver Tabela abaixo) em 17 de junho de 2008.

Em 21 de dezembro de 2010 outra carta-convite foi enviada às partes interessadas após o término do novo DCP. O website disponibilizado para “download” do DCP bem como da Contribuição ao Desenvolvimento Sustentável é [www.celan.com.br](http://www.celan.com.br).

A tabela contém as instituições que receberam a carta-convite.

<b>Nome da Instituição</b>	<b>Endereço</b>	<b>Contato</b>
<b>Prefeitura do Município de Guará</b>	Rua Washington Luís, 146/188 Centro - Guará/SP Caixa Postal: 01 CEP: 14580-000 Guará – SP	Prefeito Marco Aurélio Migliori
<b>Prefeitura do Município de São Joaquim da Barra</b>	Praça Prof. Ivo Vannuchi, S/N CEP: 14600-000 São Joaquim da Barra - SP	Prefeita Maria Helena Borges Vannuchi
<b>Câmara Municipal de Guará</b>	Av. Francisco de Paula Leão, N° 400 CEP: 14580-000 Guará - SP	Marcio Sandoval dos Santos
<b>Câmara Municipal de São Joaquim da Barra</b>	Rua Pará, 1841 Vila Bela Vista CEP: 14600-000 São Joaquim da Barra - SP	Eduardo Malheiro Dudu Fortes
<b>Secretaria do Meio Ambiente de Guará Agenda 21</b>	Rua Washington Luiz, 146/188 CEP: 14580-000 Guará - SP	Luiz Fernando Coelho
<b>Ministério Público de São Joaquim da Barra</b>	Praça Magino Diniz Junqueira, 30 Centro	Promotor Dr. Marco Antonio de Souza

<sup>32</sup> Resolução publicada em 5 de março de 2008, a qual modifica a resolução número 1 publicada em 2 de dezembro de 2003 decreto de 7 de julho de 1999.



**A**  
**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO**  
**(CDM PDD) - Versão 3**



**MDL – Conselho Executivo**

página 56

	CEP: 14600-000 São Joaquim da Barra - SP	
<b>Promotor Público de Guará</b>	Rua Carlos de Campos, 260 Centro CEP: 14580-000 Guará - SP	Promotor Dr. Renato Dias de Castro Freitas
<b>Secretaria de Estado do Meio Ambiente</b>	Av. Prof. Frederico Herman Jr., 345 CEP: 05489-900 São Paulo – SP	Pedro Ubiratan Escorel de Azevedo
<b>Ministério Público do Estado de São Paulo</b>	Rua Riachuelo, 115 Centro, CEP: 01007-904 São Paulo – SP	Procurador Geral do Estado Fernando Grella Vieira
<b>Conselho Estadual de Recursos Hídricos</b>	Av. Prof. Frederico Herman Jr., 345 Alto de Pinheiros CEP: 05489-900 São Paulo - SP	Rosa Maria de Oliveira Machado Mancini
<b>ANA – Agência Nacional de Águas</b>	Setor Policial - Área 5 - Quadra 3 Blocos B, L e M CEP: 70610-200 Brasília - DF	Vicente Andreo Guillo
<b>Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis IBAMA/SP</b>	Alameda Tietê, 637 Jardim Cerqueira Cesar CEP: 014170-020 São Paulo/SP	Analice de Novaes Pereira
<b>WWF Brasil</b>	SHIS EQ QL 6/8 Conjunto E CEP: 71620-430 Brasília, DF	Álvaro Antonio Cardoso de Souza
<b>Embrapa - Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (Divisão de Meio-Ambiente)</b>	Rodovia SP-340 (Campinas-Mogi Mirim), km 127,5 Tanquinho Velho Caixa Postal 69 CEP: 13820-000 Jaguariúna, SP	Celso Vainer Manzatto
<b>Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento - FBOMS</b>	SCS – Quadra 08 – Bloco B-50 – Edifício Venâncio 2000 – Sala 105 CEP: 70333-900 Brasília – DF	Esther Neuhaus
<b>Ministério Público Brasileiro</b>	SAF Sul Quadra 4 Conjunto C CEP: 70050-900 Brasília – DF	Procurador-Geral da República Roberto Monteiro Gurgel dos Santos
<b>Secretaria de Meio Ambiente de São Joaquim da Barra - Prefeitura</b>	Praça Professor Ivo Vannuchi, SN CEP: 14600-000 São Joaquim da Barra - SP	Antonio Carlos Luiz
<b>Consórcio da Bacia do Sapucaí</b>	Av. Dr. Flávio Rocha, 4551	Reginaldo Antonio



<b>Mirim e do Rio Grande – Bacia Hidrográfica do Sapucaí-Mirim e Grande</b>	Vila Exposição CEP: 14405-600 Franca - SP	Branquinho Coelho
---	---	-------------------

Tabela 16 - Instituições que recebem convite para comentários

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

Até a data de 22/01/2011, dois comentários foram recebidos:

Comentário 1: O Conselho Estadual de Recursos Hídricos recomendou que o projeto fosse apreciado pela Câmara Técnica de Planejamento do Conselho Estadual de Recursos Hídricos.

Comentário 2: O Ministério Público do Estado de São Paulo esclareceu que não pode emitir comentários ao projeto pois está fora do escopo de suas atribuições.

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

O primeiro comentário foi correspondido através de envio de convite para comentários da Câmara Técnica de Planejamento do Conselho Estadual de Recursos Hídricos.

Em consideração ao segundo comentário, nenhuma ação foi tomada. O Ministério Público é parte da lista da Resolução 7 da AND brasileira.



**Anexo 1**

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

Organização:	<b>CENTRAL ELÉTRICA ANHANGUERA S.A.</b>
Rua/Caixa Postal:	Rua Caminha do Amorim, 199
Edifício:	-
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	05451-020
País:	Brasil
Telefone:	55 (11) 3021-1922
FAX:	55 (11) 3021-1922
E-Mail:	nelias@seband.com.br
URL:	-
Representado por:	Nelson Elias
Cargo:	Diretor
Forma de tratamento:	Senhor
Sobrenome:	Elias
Nome:	Nelson
Departamento:	-
Celular:	-
FAX direto:	55 (11) 3021-1922
Tel. direto:	55 (11) 3021-1922
E-mail pessoal:	nelias@seband.com.br

**Anexo 2**

**INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Não há financiamento público no Anexo 1 Países

**Anexo 3**

**INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE**

**Anexo 4**

**INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO**



**A**  
**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO**  
**(CDM PDD) - Versão 3**



**MDL – Conselho Executivo**

página 59

**Anexo 5**

DADOS TÉCNICOS (conforme enviado para Agência Reguladora)

1. LOCALIZAÇÃO					
RIO:	Sapucaí	SUB-BACIA:	61	BACIA:	6 do Rio Paraná
LATITUDE:	20° 28'	MUNICÍPIO:	São Joaquim da Barra	UF:	SP
LONGITUDE:	47° 52'		Guará		

2. RESERVATÓRIO			
N.A. DE MONTANTE		ÁREAS INUNDADAS	
NA (TR=100 ANO)	543.54 m	NO NA MAX (TR=100 ANOS)	2,05 km <sup>2</sup>
MÁX. NORMAL:	543.54 m	NO NA MAX NORMAL	2,05 km <sup>2</sup>
MÁX MAXIMOR.:	543.54 m	VOLUMES	
N.A. DE JUSANTE		NO NA MAX NORMAL	13,22 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
NORMAL	526.69 m	UTIL	fio d' água

3. TURBINAS			
TIPO:	Kaplan		
NÚMERO DE UNIDADES:	3	ROTAÇÃO SÍNCRONA:	240rpm
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL	7,5 MW	QUEDA DE PROJETO:	17,43 m

4. GERADORES			
NÚMERO DE UNIDADES:	3		
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	8,4 kVA	RENDIMENTO MÁXIMO:	97.50%
ROTAÇÃO SÍNCRONA:	240rpm	FATOR DE POTÊNCIA:	0.9
TENSÃO NOMINAL:	13,8 KV		

5. CUSTOS ( x 10 <sup>3</sup> R\$ )			
MEIO AMBIENTE:	3,500.00	LINHA DE TRANSMISSÃO:	843.00
OBRAS CIVIS:	36,000.00	SUBESTAÇÃO:	5,057.00
EQUIPAMENTOS ELETROMECAÑI	49,000.00	CONEXÃO:	890.00
JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃ	10,800.00	DATA REFERÊNCIA (MÊS/ANO)	mei-09

6. ESTUDOS ENERGÉTICOS			
POTÊNCIA DA USINA:	22,68 MW	CUSTO ÍNDICE:	1003,28 US\$/kW
ENERGIA FIRME (assegurada)	11,37MWh	CUSTO DA ENERGIA GERADA:	29,90 US\$/MWh
(média)	13.041		

7. INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE INTERESSE RESTRITO A CENTRAL GERADORA			
LINHA DE TRANSMISSÃO		SUBESTAÇÃO (TRANSFORMADOR)	
EXTENSÃO:	1,8 km	NÚMERO DE UNIDADES:	2
TENSÃO:	138 kV	POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	15/18,75 MVA
CIRCUITO (SIMPLES/DUPLA):	duplo	TENSÃO ENR. PRIMÁRIO:	13,8 kV
		TENSÃO ENR. SECUNDÁRIO:	138 kV

8. INFORMAÇÕES ADICIONAIS	
EMPREGOS	
DIRETOS	300
INDIRETOS	1000

Os valores desta tabela foram tirados do projeto básico de engenharia de 2002 e passaram por pequenas modificações quando a usina foi construída. A maioria se deve a mudanças nas especificações dos equipamentos dos fornecedores escolhidos. Também aparece a diferença entre a energia assegurada oficial da ANEEL, calculada baseada em cenários hidrológicos desfavoráveis e as projeções operacionais que usaram as médias anuais hidrológicas



Anexo 6

**REFERÊNCIAS**

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica - [www.aneel.gov.br/](http://www.aneel.gov.br/)

AutoVisão Brazil – Síntese do Relatório sobre Energia Limpa – Pequenas Centrais Hidrelétricas

BRASIL – Ministério das Minas e Energia. Secretário do Planejamento Energético e Desenvolvimento. Plano Decenal de Expansão de Energia- PDE 2007 / 2016 / Ministério de Minas e Energia . Secretário do Planejamento e Desenvolvimento de Energia – Brasília: MME, 2007. 2 v.: II.

BANCO CENTRAL DO BRASIL- <http://www.bcb.gov.br/>

Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016 – disponível em  
[http://www.mme.gov.br/site/menu/select\\_main\\_menu\\_item.do?channelId=14753](http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=14753)

Avaliação de Impacto Ambiental para o Rio Sapucaí-mirim - Estudo de Impacto Ambiental dos aproveitamentos Hidrelétricos - Palmeiras, Retiro e Anhanguera, na bacia do Rio Sapucaí-Mirim, S.P.

Ministério de Minas e Energia - MME, site consultado em 13 de agosto de 2008 -  
[www.mme.gov.br/site/home.do](http://www.mme.gov.br/site/home.do)

Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH -  
[www.cerpch.unifei.edu.br/](http://www.cerpch.unifei.edu.br/)

NationMaster.com; Disponível em <<http://www.nationmaster.com/encyclopedia/Image:Hydroelectric-dam.png>>, acessado em 17 de novembro de 2005

ONS –Operador Nacional do Sistema Elétrico –site consultado em 13 de agosto de 2008 – mapa do sistema de transmissão 2007-2009  
[www.ons.org.br/conheca\\_sistema/mapas\\_sin.aspx#](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx#)

Plano Nacional de Energia 2030 – disponível em  
[http://www.mme.gov.br/site/menu/select\\_main\\_menu\\_item.do?channelId=8213](http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=8213)

Relatório da Comissão Mundial de Barragens, 2000, Publicações Earthscan Ltd