

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

**CONTEÚDO**

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

Anexos

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

**SEÇÃO A. Descrição Geral da Atividade de projeto****A.1 Título da Atividade de Projeto:**

Nome do projeto: Pequenas Centrais Hidrelétricas Santa Gabriela e Planalto.

Versão do DCP número: 02.

Data do documento: 16/04/2010.

**A.2. Descrição da Atividade de Projeto:**

O Grupo Brennand iniciou seus negócios há mais de oitenta anos, com a produção de açúcar e álcool. A partir da década de 1950, diversificou e expandiu suas atividades, de modo que nos anos noventa atuava na produção de cerâmica, vidro e fabricação de cimento com unidades em Goiás, Paraíba e Alagoas.

O Grupo Brennand Energia originou-se em 2000 da divisão do Grupo Brennand, iniciando suas atividades com a construção da PCH Antônio Brennand (21,96 MW); em seguida construiu a PCH Indiavaí (28 MW) e PCH Ombreiras (26 MW).

Consolidando sua posição no setor de geração de energia, o Grupo Brennand Energia adquiriu do Grupo Rede a Itamarati Norte S.A. (UHE Juba I e UHE Juba II) com potência total de 84 MW e as centrais hidrelétricas Sobrado, Diacal e Dianópolis com capacidade total de 15,30 MW.

Atualmente, o Grupo Brennand Energia possui nove hidrelétricas com capacidade total de 202,66 MW e uma geração anual de aproximadamente 1.300.000 MWh/ano, sendo seis hidrelétricas localizadas no Mato Grosso e três no Tocantins.

De acordo com a ANEEL, a Agência Nacional de Energia Elétrica, as unidades de geração hidráulica de energia elétrica podem ser classificadas da seguinte forma:

- Pequena Central Hidrelétrica (PCH): Caracterizada por possuir potência instalada entre 1MW e 30MW.
- Usina Hidrelétrica (UHE): Caracterizada por possuir potência instalada superior a 30 MW.

Atualmente o Grupo Brennand Energia possui 9 (nove) Centrais Hidrelétricas, sendo 2 UHEs e 7 PCHs com uma capacidade instalada de 202,66 MW.

Estas PCHs têm como objetivo principal auxiliar no suprimento da crescente demanda de energia no Brasil, por meio de energia limpa e renovável, distribuindo os pontos de geração de maneira a melhorar o



fornecimento de eletricidade. Elas contribuem para um ambiente sustentável e favorecem o desenvolvimento social e econômico através do aumento da participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil, tendo em vista que o próprio Ministério de Minas e Energia (MME) prevê o incremento de energia proveniente de combustíveis fósseis no país.

Estes projetos de PCHs melhoram o fornecimento de eletricidade com energia limpa e renovável, ao mesmo tempo em que contribuem para o desenvolvimento econômico regional/local. Os projetos de PCHs, com ou sem reservatórios, fornecem geração distribuída local, diferentemente do modo mais comum de geração de energia, como as grandes hidrelétricas e as usinas de geração a gás natural construídas nos últimos anos. Esse tipo de projeto apresenta vantagens específicas para o local, com relação à confiabilidade, transmissão e distribuição, o que inclui:

- maior confiabilidade, com interrupções mais curtas e menos extensas;
- menores exigências com relação à margem de reserva;
- energia de melhor qualidade;
- perdas menores nas linhas;
- controle da energia reativa;
- mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição e;
- maior capacidade do sistema com investimento em T&D (transmissão e distribuição) menor.

Esta fonte mais limpa de geração de eletricidade terá também uma contribuição importante na redução das emissões de dióxido de carbono que teriam ocorrido na ausência do projeto. Embora a maior parte da geração de eletricidade no Brasil seja de proveniente de grandes hidroelétrica, os planos nacionais de expansão prevêem uma participação cada vez maior de termelétricas a gás. O plano decenal atual (2007 – 2016) prevê expandir a participação das usinas termelétricas para 15% da capacidade total instalada.

A atividade de projeto reduz emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitando a geração de eletricidade por fontes de combustíveis fósseis, o que seria emitido na ausência do projeto.

Dentre outras funções que estas unidades apresentam, um de seus objetivos é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil decorrente do crescimento da demanda e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo ao mesmo tempo para a sustentabilidade ambiental, social e econômica, através do aumento na participação de energia sustentável em relação ao consumo total de eletricidade no Brasil e



da melhoria da infra-estrutura, aumentando as taxas de emprego na região e também a arrecadação de impostos.

A.3. Participantes do Projeto:

Tabela 01- Participantes do projeto

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica a Parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (*) (se houver)	Pede-se indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante no projeto (sim/não)
Brasil	Brennand Energia	Não

(\*) De acordo com as modalidades e procedimentos do MDL, no momento de tornar o MDL-DCP público no estágio da validação, a Parte envolvida poderá ou não ter fornecido sua aprovação. No momento de requerer registro, a aprovação pela Parte(s) envolvida é necessária.

A.4. Descrição Técnica da Atividade de Projeto:

De acordo com a definição da Agência Reguladora de Energia Brasileira (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica), Resolução nº. 652, datada de 9 de dezembro de 2003, as pequenas hidrelétricas do Brasil devem ter capacidade instalada maior que 1 MW e menor que 30 MW e a área do reservatório menor que 3 km<sup>2</sup>. Os projetos de fio d'água são definidos como "projetos nos quais a vazão na estação seca é a mesma ou maior que a vazão mínima exigida pelas turbinas" (Eletrobrás, 1999).

Os projetos de fio d'água não incluem um armazenamento significativo de água, e devem, portanto, utilizar totalmente a vazão de água. Um típico esquema de fio d'água envolve um reservatório com baixo desvio e geralmente fica em correntezas de fluxo rápido. Um reservatório com baixo desvio aumenta o nível do rio até um ponto suficiente para permitir que uma estrutura de canal de adução seja colocada ao lado do rio.

O canal de adução consiste de uma grade para retenção de resíduos e uma abertura submersa com uma comporta de entrada. A água do canal de adução é normalmente retirada através de um tubo de coleta, encaminhada para baixo até uma usina construída a jusante do canal de adução e para o nível mais baixo possível a fim de obter maior altura manométrica na turbina. Geralmente, uma usina hidrelétrica a fio d'água apresenta um impacto ambiental mínimo.

A.4.1. Localização da Atividade de Projeto:

**A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):**

Brasil

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

Estados de Goiás, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul – Região Centro-Oeste do Brasil

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

A PCH Santa Gabriela está localizada entre os municípios de Itiquira e Sonora, Estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, respectivamente.

A PCH Planalto está localizada entre os municípios de Aporé e Cassilândia, estados de Goiás e Mato Grosso do Sul, respectivamente.

**A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta atividade de projeto (uma página no máximo):**

A PCH Planalto está localizada no Rio Aporé, sub-bacia do Rio Paranaíba, situado na divisa dos municípios de Aporé e Cassilândia, Estados de Goiás e Mato Grosso do Sul, respectivamente. O município de Aporé situa-se a uma distância de 454 Km de Goiânia pela rodovia BR 060 e o município de Cassilândia está a uma distância de 424 Km de Campo Grande sendo que o acesso se dá pela rodovia BR 060.

A População Total do Município de Aporé era de 3.427 de habitantes, de acordo com o Censo Demográfico do IBGE (2000). Sua Área é de 2.900 km<sup>2</sup> representando 0,8528 % do Estado, 0,1812 % da Região e 0,0341 % de todo o território brasileiro. Fica na microrregião Sudoeste de Goiás e na Mesorregião Sul Goiano. A população Total do Município de Cassilândia era de 20.087 de habitantes, sua Área é de 3.650 km<sup>2</sup> representando 1,022 % do Estado, 0,228 % da Região e 0,043 % de todo o território brasileiro, está localizado na microrregião de Cassilândia e no mesorregião Leste de Mato Grosso do Sul.

A PCH Santa Gabriela será implantada no Rio Correntes, bacia hidrográfica do Rio Correntes, situado na divisa dos municípios de Itiquira e Sonora, Estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, respectivamente. O município de Itiquira está a 298 Km de distância de Cuiabá acesso pelas rodovias BR



MDL – Conselho Executivo

página 6

364 e, então BR 163. A População Total do Município de Sonora era de 9.543 de habitantes, sua área é de 4.075 km<sup>2</sup> representando 1,1412 % do Estado, 0,2546 % da Região e 0,048 % de todo o território brasileiro. Está situado à microrregião Alto Taquari e à mesorregião Centro Norte de Mato Grosso do Sul, enquanto o município de Itiquira conta com 9.200 de habitantes, sua área é de 8.639 km<sup>2</sup> representando 0,9563 % do Estado, 0,5397 % da Região e 0,1017 % de todo o território brasileiro. Está localizado à microrregião de Rondonópolis e a mesorregião Sudeste Mato-Grossense.

As coordenadas geográficas aproximadas das PCHs podem ser observadas na tabela 2.

Tabela 02 – Localização Geográfica

Pequena Central Hidrelétrica - PCH Santa Gabriela					
Rio:	Correntes	Bacia:	Rio Correntes	Estado:	MT e MS Itiquira e Sonora
Lat:	17° 32' 15'' S	Long:	54°26'31" W	Município:	Sonora
Pequena Central Hidrelétrica - PCH Planalto					
Rio:	Aporé	Bacia:	Rio Paranaíba	Estado:	GO e MS Aporé e Cassilândia
Lat:	18°47'00"S	Long:	52°23'00"W	Município:	Cassilândia

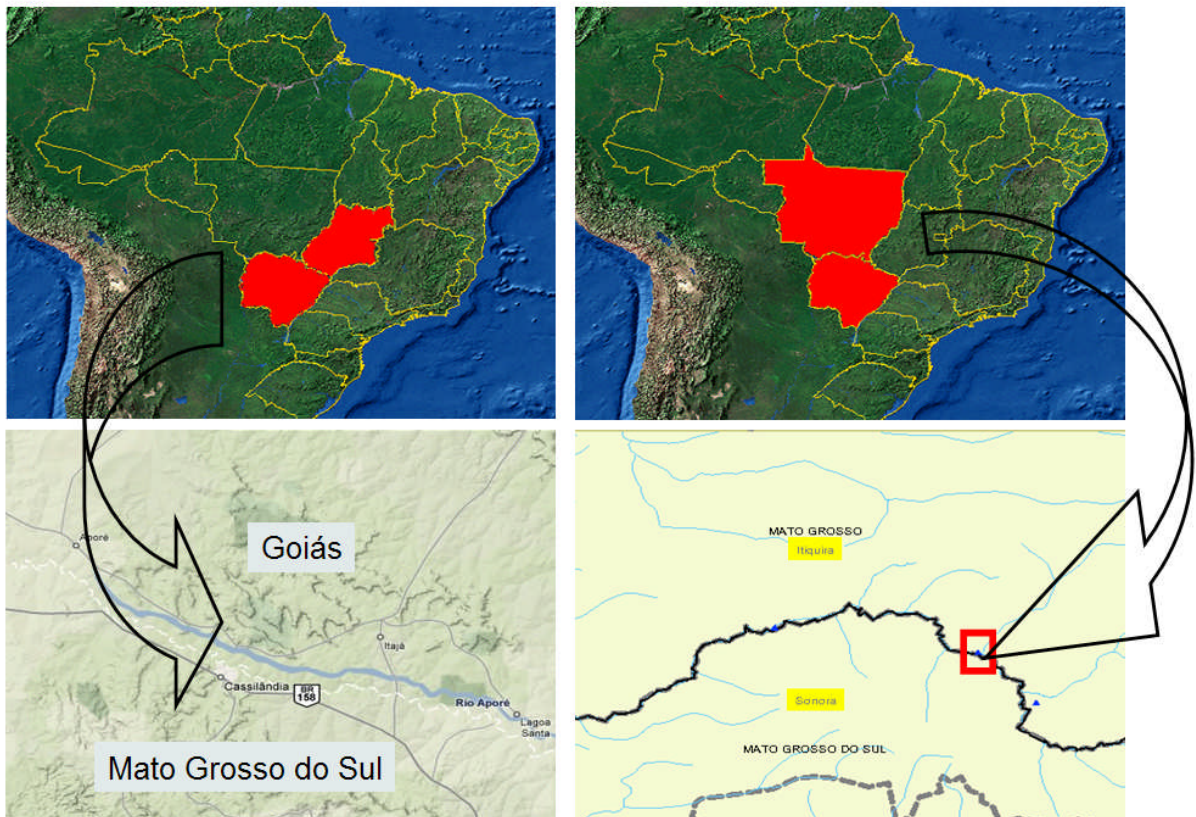


Figura 01 - Mapa de localização



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

Esta atividade de projeto se enquadra no setor 1 da seguinte categoria: Energia industrial (fonte renovável/ fonte não renovável).

A categoria deste projeto é geração de energia renovável com despacho para rede interligada de energia elétrica.

Este projeto se trata da instalação de 2 (duas) Pequenas Centrais Hidrelétricas a fio d'água, sendo que os reservatórios da PCH Santa Gabriela e da PCH Planalto ocuparão respectivamente 0,71 km<sup>2</sup>, e 2,31 km<sup>2</sup>, Estas áreas de reservatórios não são significativamente extensos.

A.4.3. Tecnologia a ser empregada na atividade de projeto:

A turbina Francis é a mais utilizada entre as hidroturbinas. Essas turbinas são do modelo de turbina de reator hidráulico. As turbinas Francis (Figura 02) são comuns na geração de energia e são utilizadas em aplicações onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica média. A água entra na turbina através de uma carcaça com voluta e é direcionada para as pás através de comportas de retenção. Então a água, com baixa velocidade, deixa a turbina através de um tubo de retirada.

A Francis Dupla tem por característica o rotor duplo, ou seja, uma peça com uma única coroa, duas cintas e dois conjuntos de pás, dividindo a vazão afluente em duas partes. Conseqüentemente, são necessários dois tubos de sucção separados. Nesse caso, o eixo se estende até um único gerador que pode ter uma velocidade síncrona maior, já que a turbina é calculada considerando a metade da vazão para cada banda do rotor, o que conduz a uma velocidade de rotação maior, mantida a mesma velocidade específica.

Os projetos fio d'água apresentam um baixo impacto ambiental.

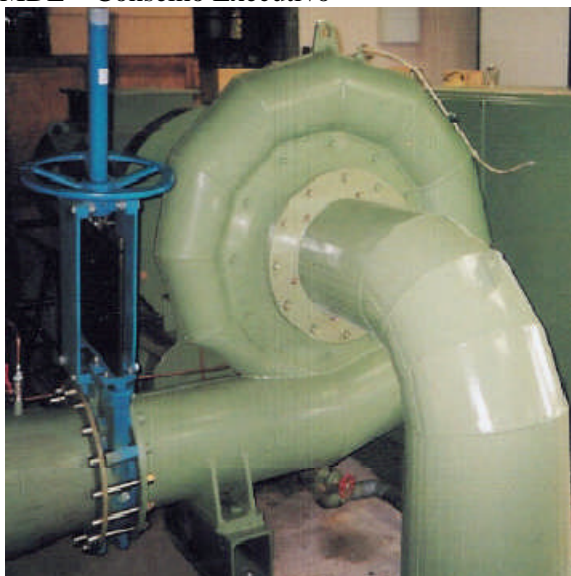


Figura 02 - Exemplo de uma turbina Francis

Fonte: Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant - ESHA 2004

Algumas características de cada PCH envolvida nesta atividade de projeto se encontram nas tabelas a seguir:

Tabela 03: Características da PCH Santa Gabriela

Pequena Central Hidrelétrica - PCH Santa Gabriela													
Vazões Médias Mensais (m <sup>3</sup> /s) - Período:													
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
64,50	67,21	65,28	58,59	53,75	50,05	46,25	43,83	43,14	45,18	51,58	60,52		
Reservatório													
Áreas Lago:								Outras Informações:					
No N.A. Max. Normal: 710.000 m <sup>2</sup>								Vazão Regularizada:		Fio d'Água			
								Tempo de Formação do Reservatório:		11 horas			
Turbinas													
Tipo				Tubular Francis de eixo horizontal				Vazão Unitária Nominal:		67,11 m <sup>3</sup> /s			
Potência Unit. Nominal:				8,25 MW				Rendimento Máximo:		91,30%			
Nº de Unidades Geradoras:				3									
Rotação Sincrônica:				327 rpm									
Estudos Energéticos													
Queda Bruta Máxima:				42,28 m				Potência da Usina		24,75 MW			
Queda Líquida Normal:				40,70m									



Tabela 04: Características da PCH Planalto

Pequena Central Hidrelétrica - PCH Plsnlto												
Vazões Médias Mensais (m <sup>3</sup> /s) - Período:												
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
20,9	20,9	20,9	20,0	19,4	18,9	18,4	18,1	18,1	18,4	19,1	20,2	
Reservatório												
Áreas Lago						Outras Informações:						
No N.A. Max. Normal: 2.310.000 m <sup>2</sup>						Vazão Regularizada: Tempo de Formação do Reservatório:					Fio d'Água 9,23 h	
Turbinas												
Tipo				Francis Simples Eixo Horizontal				Vazão Unitária				
Potência Unit. Nominal:				8,5 MW				Nominal: 21,2 m <sup>3</sup> /s				
N <sup>o</sup> de Unidades Geradoras:				2				Rendimento Máximo: 94,37%				
Rotação Sincrônica:				600 rpm								
Estudos Energéticos												
Queda Bruta Máxima:				96,00 m				Potência da Usina				17 MW
Queda Líquida Normal:				91,20m								

## A.4.4 Quantidade estimada de reduções de emissão durante o período de crédito escolhido:

O participante do projeto, Brennard Energia, terá seu período de creditação iniciado após o registro da atividade de projeto.

Tabela 05: Estimativa Anual de Redução de GEE em tCO<sub>2</sub>e

Ano	Estimativa Anual de Redução de GEE em tCO <sub>2</sub> e
2010	72,789
2011	72,789
2012	72,789
2013	72,789
2014	72,789
2015	72,789
2016	72,789
Total Estimado de Reduções (tCO <sub>2</sub> e)	509,526
Número de Anos de Creditação	7
Média anual durante o período de creditação das reduções estimadas	72,789

**A.4.5. Financiamento Público da atividade de projeto:**

Neste projeto não há financiamento público envolvido originado em países do Anexo I.

Os projetos estão sendo financiados pelo BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

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

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

Metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada a rede a partir de fontes renováveis de energia” Versão 10.

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

A metodologia escolhida é aplicável aos projetos de geração de energia renovável conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN, sob a condição de adição da capacidade de eletricidade, como é o caso das PCHs. Além disso, a grande extensão territorial do Brasil e seu vasto potencial hídrico têm sido decisivos na definição da indústria de geração de eletricidade vigente no país, que é predominantemente baseada em grandes hidrelétricas. O cenário futuro mostra um aumento na ênfase de grandes projetos hidrelétricos explorando os potenciais hidráulicos localizados na bacia amazônica e também na diversificação da matriz energética elétrica mediante a manutenção da tendência de aumento do consumo de combustíveis fósseis, devido à entrada de termelétricas à gás natural.

Nenhuma das duas PCHs necessitarão de um reservatório de grande extensão. A PCH Planalto possui um reservatório de 2.300.000 m<sup>2</sup> para uma potência instalada de 17,00 MW; a PCH Santa Gabriela possui um reservatório 730.000 m<sup>2</sup> para uma potência instalada de 24,75 MW; As PCHs Planalto e Santa Gabriela possuem uma densidade de potência de 7 W/m<sup>2</sup> e 35 W/m<sup>2</sup> respectivamente. Portanto, a atividade de projeto enquadra-se nos parâmetro exigidos para aplicação da metodologia ACM0002, pois todas unidades geradoras apresentam densidade de potência superior à requisitada (acima de 4W/m<sup>2</sup>).

Além disso, as fronteiras geográficas e os sistemas podem ser claramente definidos e os projetos não apresentam troca (substituição) de combustível fóssil dentro dos limites da atividade de projeto.

**B.3. Descrição das fontes e dos gases incluídos no limite do projeto:**



Conforme descrito a seguir, o limite da atividade de projeto aqui referida, consiste na conexão na rede das duas PCHs da atividade de projeto. A densidade de potência (potência/área) da PCH Santa Gabriela é superior a  $10 \text{ W/m}^2$  (Tabela 06). Desta maneira, pode-se desconsiderar as emissões  $\text{CH}_4$  decorrentes da atividade de projeto. Assim considera-se que  $PE_y = 0$ , onde  $PE_y$  representa as emissões do reservatório em  $\text{tCO}_2\text{e/ano}$ . No entanto para a PCH Planalto, por ter uma densidade de potência de  $7 \text{ W/m}^2$ , ou seja maior que  $4 \text{ W/m}^2$  e menor que  $10 \text{ W/m}^2$ , deve-se considerar a emissão de  $\text{CH}_4$ .

Tabela 06 – Densidade de potência das PCHs.

NOME	ESTADO	POTÊNCIA (MW)	RESEVATÓRIO ( $\text{m}^2$ )	DENSIDADE DE POTÊNCIA ( $\text{W/m}^2$ )
PCH Santa Gabriela	MT/MS	24,75	710.000	35
PCH Planalto	GO/MS	17,00	2.310.000	7

O Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser dividido em três macroregiões (submercados) com características similares: (1) submercado nordeste, com predominância de usinas termelétricas movidas a gás natural; (2) submercado sul, com usinas a carvão, gás natural, óleo combustível; (3) submercado sudeste/centro-oeste, com usinas a gás natural, óleo combustível e nuclear.

No entanto, no dia 28 de abril de 2008, os membros do Grupo de Trabalho (MME, MCT e ONS<sup>1</sup>) se reuniram e decidiram que as restrições de transmissão existentes entre os submercados do SIN não são suficientes para diminuir substancialmente o benefício global de uma atividade de projeto em função da região em que seja implantado, portanto, adotou-se de um único sistema elétrico no Brasil no tocante ao cálculo do fator de emissão do SIN.

Apesar das atividades de projeto se localizarem dentro do estados de Goiás, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, área limítrofe do sistema interligado do submercado sudeste/centro-oeste, o fator de emissão é considerado um único para todo o SIN.

Tabela 07 – Fontes de emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto.

	Fonte	Gás	Incluso?	Justificativa / Explicação
Linha de Base	Geração de Energia Elétrica	$\text{CO}_2$	Sim	Fonte principal de emissões. Geração de energia elétrica a partir de termelétricas movidas à combustíveis fósseis.

<sup>1</sup> MME – Ministério de Minas e Energia; MCT – Ministério de Ciências e Tecnologia; ONS – Operadora Nacional do Sistema.



## MDL – Conselho Executivo

página 12

		CH <sub>4</sub>	Não	Excluído para simplificação. Isto é conservador.
		N <sub>2</sub> O	Não	Excluído para simplificação. Isto é conservador.
Atividade de Projeto	Geração de Energia Elétrica	CO <sub>2</sub>	Não	Excluído. Apresenta emissões não relevantes.
		CH <sub>4</sub>	Sim	Fonte principal de emissões. Considerado devido à densidade de energia da PCH Planalto que é inferior a 10 w/m <sup>2</sup>
		N <sub>2</sub> O	Não	Excluído. Apresenta emissões mínimas.

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

A eletricidade entregue ao sistema interligado pela atividade de projeto seria gerada por outras plantas de geração, conectadas ao sistema interligado a partir de combustíveis fósseis. Ou seja, na ausência do projeto haveria a compensação da mesma com plantas de geração conectadas ao SIN e que queimariam combustíveis fósseis (média do sistema interligado nacional), principalmente na região Sul do Brasil, onde há disponibilidade de carvão mineral.

O cenário de linha de base será identificado a partir de três aspectos: (1) definição de um cenário de prática comum; (2) identificação de conjunturas que impõem barreiras à atividade de projeto e não a manutenção do cenário atual; (3) cenário provável de emissões.

#### 1- Cenário de prática comum

O sistema elétrico brasileiro vem historicamente investindo em grandes projetos hidrelétricos e, mais recentemente, em projeto de construção de usinas termelétricas. De acordo com a ANEEL (2008), o cenário preponderante é de que esta característica se mantenha, pois os investimentos priorizarão os aproveitamentos hidrelétricos, de médio e grande porte, localizados nas bacias nas regiões centro-oeste e norte do país, com ênfase para a bacia amazônica. Desta maneira, as fontes alternativas de energia continuarão a ter um papel reduzido dentro da matriz elétrica brasileira, conforme se pode notar pela tabela a seguir, onde as mesmas são responsáveis por apenas 2,61% da potência fiscalizada para oferta de energia elétrica.

Tabela 08: Empreendimentos em Operação - Fontes Comuns

Empreendimentos em Operação - Fontes Comuns				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
UHE	159	74.572.295	75.066.931	73,46
UTE	1.041	25.194.660	22.445.508	21,97



## MDL – Conselho Executivo

página 13

UTN	2	2.007.000	2.007.000	1,96
Total	1202	101.773.955	99.519.439	97,39

Fonte: ANEEL

Tabela 09: Empreendimentos em Operação - Fontes Alternativas

Empreendimentos em Operação - Fontes Alternativas				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	228	120.809	120.187	0,12
EOL	17	273.850	272.650	0,27
PCH	317	2.327.178	2.273.389	2,22
SOL	1	20	20	0
Total	563	2.721.857	2.666.246	2,61

Fonte: ANEEL

Tabela 10: Legenda

Legenda	
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Eolielétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SOL	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

A subdivisão do SIN, efetuada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, em quatro subsistemas (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte, Nordeste) é utilizada para efeito de contabilização de energia e definição de preços, para o planejamento e a programação da operação. Em 27 de maio de 2008, com a publicação da resolução referente a um sistema único no Diário Oficial da União, a antiga subdivisão do SIN para o cálculo do fator de emissão de CO<sub>2</sub> deixa de existir. O novo valor a ser adotado é 0,1842 tCO<sub>2</sub>e/MWh. Referente ao ano de 2007 último ano divulgado pelos órgãos oficiais responsáveis.

Ao se analisar os empreendimentos em construção e os outorgados, mas ainda em planejamento, pode-se notar que a tendência é de entrada de usinas movidas a carvão, mantendo a preponderância de usinas movidas a combustíveis fósseis localizadas na região de abrangência deste mercado regional, conforme se pode notar pelas tabelas seguintes.



Tabela 11: Empreendimentos em Construção ou em Estudo - *Fontes Comuns*

Empreendimentos em Construção ou em Estudo - <i>Fontes Comuns</i>			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
UHE	39	20.182.800	49,00%
UTE	182	14.024.095	34,05%
Total	221	34.206.895	83,04%

Fonte: ANEEL

Tabela 12: Empreendimentos em Construção ou em Estudo - *Fontes Alternativas*

Empreendimentos em Construção ou em Estudo - <i>Fontes Alternativas</i>			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	75	51.037	0,12%
EOL	77	3.355.053	8,14%
PCH	235	3.578.864	8,69%
Total	387	6.984.954	16,96%

Fonte: ANEEL

As tabelas acima demonstram que o Brasil, com maiores incentivos às grandes hidrelétricas e usinas térmicas, totalizando 83,04% dos empreendimentos em estudo ou em construção. Nota-se que as usinas termelétricas (UTE) representam 34,05% do total..

Para a rede de transmissão Sul/Sudeste/Centro-Oeste, 269 pequenas centrais hidrelétricas estão em operação, o que corresponde a aproximadamente 1,69% do total de eletricidade gerado para a rede (desde 13 de agosto de 2007). Outras 165 PCHs obtiveram licença da ANEEL no período 1998-2004, representando 15% do número total de usinas. Dessas usinas licenciadas, 62 tiveram a construção iniciada, das quais mais da metade (62%) receberam financiamento do programa de incentivos federal, o PROINFA. As tabelas a seguir apresentam um resumo da capacidade de geração na rede de transmissão Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Tabela 13: Empreendimentos em Operação - Sul/Sudeste/Centro-Oeste

Empreendimentos em Operação - Sul/Sudeste/Centro-Oeste			
Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
CGH	200	106.282	0,11



## MDL – Conselho Executivo

página 15

EOL	8	167.900	0,17
PCH	269	1.651.405	1,69
UHE	170	79.244.047	80,95
UTE	581	14.718.989	15,04
UTN	2	2.007.000	2,05
Total	1230	97.895.623	100

Fonte: ANEEL

Tabela 14: Empreendimentos em Construção - Sul/Sudeste/Centro-Oeste

Empreendimentos em Construção - Sul/Sudeste/Centro-Oeste			
Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
CGH	1	848	0,01
PCH	62	1.098.450	15,57
UHE	17	4.949.000	70,16
UTE	14	1.005.922	14,26
Total	94	7.054.220	100

Fonte: ANEEL

Tabela 15: Empreendimentos Autorizados entre 1998 e 2004 – Sul/Sudeste/Centro-Oeste

Empreendimentos Autorizados entre 1998 e 2004 - Sul/Sudeste/Centro-Oeste			
Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
CGH	63	44.048	0,26
EOL	45	1.758.063	10,26
PCH	165	2.508.791	14,64
UHE	24	4.332.400	25,28
UTE	86	8.493.203	49,56
Total	383	17.136.505	100

Fonte: ANEEL

A linha de base pode ser estabelecida por meio do cenário suposto caracterizado pela ausência da atividade de projeto. Tal fato implicaria a necessidade de que suprimento de energia fosse provisionado pelo sistema interligado nacional, assim este cenário é calculado a partir da “geração evitada” que a atividade de projeto induzirá.



## MDL – Conselho Executivo

página 16

O fator de emissão da linha de base é calculado como uma margem combinada, consistindo nos fatores da margem de operação e da margem de construção. Para fins de determinação dos fatores de emissão da "margem de construção" e da "margem operacional", um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das usinas que pode ser despachado sem restrições significativas na transmissão – no caso o Sistema Interligado Nacional.

2. Identificação de conjunturas que impõem barreiras à atividade de projeto e a não manutenção do cenário de prática comum.

Usando o guia fornecido no 3º Passo da última versão da “*Tool for the demonstration and assessment of additionality*” que está presente no item B.5. deste DCP, uma lista completa de barreiras que impediriam a atividade de projeto de acontecer na ausência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) é mostrada.

3. Cenário provável de emissões.

O objetivo principal das Pequenas Centrais Hidrelétricas Santa Gabriela e Planalto é auxiliar o atendimento da crescente demanda de energia no Brasil, proveniente do crescimento econômico e populacional do país, fornecendo energia limpa e renovável, contribuindo assim, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento da participação da energia limpa e renovável em relação ao consumo total de eletricidade do país.

Para tal, foi estudado o meio com menor potencial degradante do meio ambiente. Desta maneira decidiu-se por aproveitar o potencial energético dos Rios Correntes e Aporé ao longo de seu percurso na forma de duas PCHs, a Santa Gabriela e Planalto, cujas características, como localização e seus dados técnicos, foram descritas anteriormente neste documento.

A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis com conseqüentes emissões de CO<sub>2</sub>, que estariam sendo geradas se o projeto não existisse. O fornecimento de eletricidade limpa e renovável trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam na ausência do projeto, via utilização da energia elétrica da rede do Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

**MDL – Conselho Executivo**

página 17

Portanto, por meio do fator de emissão do SIN – Sistema Integrado Nacional, foi calculada a redução referente às PCHs desta atividade de projeto. Os cálculos referentes ao fator de emissão do SIN constam, de maneira detalhada, no item B.6.3., sendo que as informações utilizadas para sua composição foram retiradas do Ministério de Ciência e Tecnologia ([www.mct.gov.br/clima](http://www.mct.gov.br/clima)), representante da AND (agência nacional designada) no Brasil.

A estimativa referente à redução dos gases de efeito estufa consta na tabela a seguir.

Tabela 16: Estimativa da redução dos gases de efeito estufa

NOME	PCH Santa Gabriela	PCH Planalto	TOTAL
ESTADO	MS/MT	GO/MS	-
ENTRADA EM OPERAÇÃO COMERCIAL	05/2009	12/2008	-
POTÊNCIA (MW)	24,75	17,00	41,75
POTÊNCIA ASSEGURADA ( $MW_{méd}$ )	17,1	13,70	30,80
RESERVATÓRIO ( $m^2$ )	710.000	2.310.000	3.020.000
DENSIDADE DE POTÊNCIA ( $W/m^2$ )	35	7	42
ESTIMATIVA DE RCEs (BE - PE = RE) ( $tCO_2e/ano$ )	27.593	11.305	38.898

B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de GEEs por fonte são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada (avaliação e demonstração de adicionalidade):

Conforme sugerido pelo Conselho Executivo da UNFCCC, será usada a ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade, "*Tool for the demonstration and assessment of additionality*" (versão 5.2).

De acordo com o já explicado, a construção da linha de base fundamenta-se na pressuposição de que as ações desenvolvidas contribuem para o deslocamento de novas adições de geradoras de energia elétrica que utilizem combustíveis fósseis.

A contabilização dos efeitos benéficos à redução de emissão de GEE será feita a partir de unidades de MWh de energia gerada multiplicado pelo fator de emissão do SIN.



**MDL – Conselho Executivo**

página 18

O participante do projeto Brennand Energia não deseja que se inicie o período de creditação antes do registro da atividade de projeto. Os seguintes passos são necessários para a demonstração e a avaliação da adicionalidade das PCHs dos rios Aporé e Correntes.

Passo 1. Identificação de alternativas ao projeto conforme legislação e regulamentações

Sub-passo 1a. Definição de alternativas para a atividade de projeto

Cenário 1: A alternativa à atividade de projeto é a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida por grandes usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e por grandes usinas termelétricas à combustíveis fósseis.

O proponente do projeto (Brennand Energia) tem a possibilidade de investir em projetos com um retorno financeiro mais atrativo (por exemplo, atividades de geração de energia de maior escala, com maior impacto negativo, porém maior retorno) ou investir em empresas de distribuição, já que o proponente do projeto está mais interessado no negócio de distribuição (por conta das oportunidades de crescimento do mercado de energia para as companhias de distribuição). Mesmo com alguns investimentos feitos na área de geração de energia, as atividades do projeto no campo de geração podem competir em termos de recursos com projetos similares no campo de distribuição.

Cenário 2: A atividade de projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade de projeto de MDL.

Para este tipo de atividade, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) definiu que qualquer nova unidade de geração será assegurada não apenas pela energia gerada, mas dependente de uma pré-definição CMPC (Custo Médio Ponderado de Capital). O cálculo do CMPC definido pela ANEEL para estas atividades de geração é feito com base nos custos de O&M para todas as atividades de geração, depreciação das estimativas de geração e da remuneração baseada em bens fixos.

No caso destas usinas, o retorno financeiro estabelecido pela regulação brasileira está baseado na geração de energia, através do retorno do capital de investimento (rentabilidade), definido pela quantidade (em MWh) gerada e o retorno do custo das taxas setoriais adicionais O&M (taxas giratórias, custos de conexão, etc).



## MDL – Conselho Executivo

página 19

Sub-passo 1b - Conformidade com legislação e regulamentações

Tanto a atividade de projeto quanto o cenário alternativo estão em conformidade com todas as normas, de acordo com as seguintes entidades: ONS (*Operador Nacional do Sistema Elétrico*), ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), a *INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVAVEIS - IBAMA* e o Conselho Executivo do MDL.

A atividade de projeto de geração de energia conectada do SIN está em conformidade com todas as legislações e as regulamentações existentes em sua área de abrangência e do País-sede, o Brasil. A Brenand Energia possui todas as licenças necessárias para sua operação.

Passo 2 - Análise de investimento

Para analisar com exatidão o ambiente de investimentos no Brasil, deve-se considerar a taxa preferencial de juros brasileira, conhecida como taxa SELIC, além do CDI (Certificado de Depósito Interbancário), que é a medida do valor no mercado de crédito de curto prazo. As taxas de juros do Real têm se mantido em um patamar extraordinariamente alto, desde que o plano Real estabilizou a inflação em 1994.

As taxas de juros dos financiamentos na moeda local são significativamente mais altas do que o financiamento em dólar norte-americano. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, BNDES, é o único fornecedor de empréstimos de longo prazo. As operações de financiamento de dívidas do BNDES são realizadas principalmente através dos bancos comerciais. Como o mercado de crédito é dominado por vencimentos mais curtos (de 90 dias a 01 ano), as linhas de crédito de longo prazo sendo disponibilizadas são raras, exceto para os tomadores de empréstimo corporativos mais fortes e para iniciativas especiais do governo. O crédito fica restrito ao curto prazo no Brasil ou ao longo prazo em dólares no exterior.

Os mercados financeiros internos com vencimentos maiores que um ano praticamente não existem no Brasil. A experiência tem demonstrado que em momentos de tensão financeira a duração dos instrumentos de poupança cai para níveis próximos a um dia, com uma grande concentração em depósitos bancários overnight. Os poupadores não entram em contratos financeiros de longo prazo, em razão da incapacidade de determinar o preço da incerteza envolvida na preservação do valor do poder de compra (Arida et al., 2004). Além disso, o mercado de capitais não é suficientemente desenvolvido no país para fornecer ao mercado acionário financiamento público. A falta de um mercado local de longo prazo não é resultado de um desinteresse em oportunidades de investimentos financeiros, mas sim da relutância dos credores e poupadores em aumentar o horizonte dos seus investimentos. Isto fez com que os poupadores procurassem pelo investimento mais líquido e colocassem seu dinheiro em títulos do governo de curto



**MDL – Conselho Executivo**

página 20

prazo, em vez de investirem em oportunidades de longo prazo que poderiam financiar projetos de infraestrutura.

O projeto foi criado com uma TIR (taxa interna de retorno) financeira esperada de cerca de 17,856% ao ano, sem impostos e não alavancada. Se considerarmos os impostos, o retorno será abaixo de 15% para a PCH Santa Gabriela e 12,05% para PCH Planalto sem o benefício das receitas dos RCEs. Essa TIR média do projeto está abaixo da taxa SELIC, mantida no patamar de 19,25% (cálculo considerado os valores mensais fornecidos pelo banco central no ano de 2008), embora o projeto seja um investimento com um risco muito maior, se comparado com os títulos do governo brasileiro. A inclusão das receitas das RCEs faz com que a TIR do projeto aumente aproximadamente 2 pontos.

Esse aumento no retorno compensaria parcialmente o risco adicional que o investidor assumiria com este projeto. Além disso, as RCEs estão sendo propostas ao BNDES como parte dos pacotes de garantias e sem elas o projeto precisará encontrar garantias adicionais.

Além do aumento de 2 pontos, as receitas das RCEs trariam benefícios adicionais para o projeto, pois são geradas em moedas fortes (dólares norte-americanos ou euros). Essa receita permite que os patrocinadores do projeto protejam (façam "hedging" para) seu fluxo de caixa de dívida contra a desvalorização da moeda. Além disso, o Fluxo de Caixa Livre de RCE em dólares norte-americanos ou em euros poderia ser descontado a uma taxa de juros mais aplicável, criando assim, um tipo de alavancagem para o projeto.

As tabela 18 e 20 abaixo mostra a atratividade das receitas de RCEs do projeto, com base na TIR do projeto sem impostos e não alavancada. Além disso, o payback esperado para a PCH Planalto deixa de ser 22,3 anos para 17,3 anos, enquanto o payback para a PCH Santa Gabriela vai de 18 anos para 14,1 anos.

Tabela 17: PCH Planalto – TIR com leilão

Taxa Interna de Retorno (TIR) - Leilão					
5 ANOS	10 ANOS	15 ANOS	20 ANOS	25 ANOS	30 ANOS
-33,12%	-3,08%	7,31%	12,05%	13,84%	14,52%
Payback do Projeto:		22,3			

Tabela 18: PCH Planalto – TIR com leilão e RCE

Taxa Interna de Retorno (TIR) - Leilão e CER					
5 ANOS	10 ANOS	15 ANOS	20 ANOS	25 ANOS	30 ANOS
-23,72%	3,31%	11,66%	15,28%	16,58%	17,04%
Payback do Projeto:		17,3			



Tabela 19: PCH Santa Gabriela – TIR com leilão

Taxa Interna de Retorno (TRI) - Valor Leilão				
10 ANOS	15 ANOS	20 ANOS	25 ANOS	30 ANOS
-1,05%	10,07%	14,29%	16,02%	16,63%
Payback do Projeto:		18anos		

Tabela 20: PCH Santa Gabriela – TIR com leilão e RCE

Taxa Interna de Retorno (TRI)				
10 ANOS	15 ANOS	20 ANOS	25 ANOS	30 ANOS
4,55%	13,92%	17,26%	18,52%	18,95%
Payback do Projeto:		14,1 anos		

Com relação ao VPL a tabela abaixo mostra como a obtenção de RCEs faz com que o projeto seja muito mais atraente para a Brennand Energia.

Tabela 21: VPL com CER

VPL com CER		
	PCH Planalto	PCH Santa Gabriela
Taxa	21 ANOS	21 ANOS
5%	41.713	53.034
8%	22.730	30.239
10%	14.191	20.038
12,5%	6.533	10.950
15%	1.172	4.650
20%	-5.372	-2.890
25%	-8.820	-6.701

Tabela 22: VPL

VPL		
	PCH Planalto	PCH Santa Gabriela
Taxa	21 ANOS	21 ANOS
5%	29.979	40.565
8%	13.743	21.052
10%	6.539	12.429
12,5%	169	4.844
15%	-4.209	-325
20%	-9.384	-6.329
25%	-11.948	-9.184

É importante notar que a comparação direta entre a taxa SELIC ou CDI e a TIR não é exata e a idéia não é apresentar uma análise de *benchmark*, mas definir um parâmetro como referência. Como um projeto de pequena hidrelétrica é um investimento muito mais arriscado do que um título do governo, é necessário obter um retorno financeiro mais alto, em comparação com a taxa referencial SELIC. Dadas as circunstâncias, a análise lógica e as distorções da economia brasileira, não é simples definir o significado dessa diferença de taxas, e um desenvolvedor talvez se sinta mais confortável que outros, dependendo da situação.

Para o desenvolvimento dessas análises foi considerado o valor da energia elétrica o valor praticado no último leilão de energia renovável que foi de R\$ 134,99/MWh.

Passo 3 - Análise de barreiras



## MDL – Conselho Executivo

página 22

Sub-passo 3a - Identificar barreiras que possam impedir a implementação do tipo de atividade de projeto proposta

As barreiras consideradas são as seguintes:

- Falta de fontes de investimentos para financiar o setor privado no país e os altos custos das alternativas disponíveis.
- Existe incerteza regulatória, pois uma regulamentação do setor de energia elétrica totalmente nova está em desenvolvimento desde janeiro de 2002.
- Impacto das normas do setor de energia, uma vez que este ainda está sob um órgão regulador, e a criação do PROINFA indica que sem um apoio específico, não seriam implementados projetos de fontes renováveis.
- Uma vez que os projetos não têm acesso aos benefícios e os incentivos do PROINFA, eles estão competindo no mercado com outros projetos e oportunidades.
- A prática vigente de negócios com a construção de grandes hidrelétricas com reservatórios grandes e de termelétricas a combustível fóssil.

Para lidar com a análise de barreiras, apresentamos um breve panorama do mercado de eletricidade brasileiro nos últimos anos.

Até o início da década de 90, o setor energético era composto quase que exclusivamente por empresas estatais. A partir de 1995, devido a um aumento das taxas de juros internacionais e da falta da capacidade de investimento do Estado, o governo foi obrigado a procurar alternativas. A solução recomendada foi iniciar um processo de privatização e de desregulamentação do mercado.

Os quatro pilares do processo de privatização iniciados em 1995 eram:

- A construção de um ambiente propício à competição, com a eliminação gradual do consumidor cativo. A opção para escolher os fornecedores de serviços de eletricidade começou em 1998 para os consumidores maiores;



## MDL – Conselho Executivo

página 23

- Desmantelamento dos monopólios estatais, separação e privatização das atividades de geração transmissão e distribuição;
- Liberdade de acesso às linhas de transmissão;
- Transferência das responsabilidades de operação e de planejamento para o setor privado. Três entidades governamentais foram criadas: a ANEEL - Agência Reguladora de Eletricidade, fundada para desenvolver a legislação e regular o Mercado; o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, para supervisionar e controlar a geração, transmissão e operação; e o MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, para definir as regras e procedimentos comerciais a curto prazo para o mercado.

Ao término de 2000, cinco anos depois do início do processo de privatização, os resultados ainda eram modestos (Figura 03). Apesar de altas expectativas, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento do consumo.

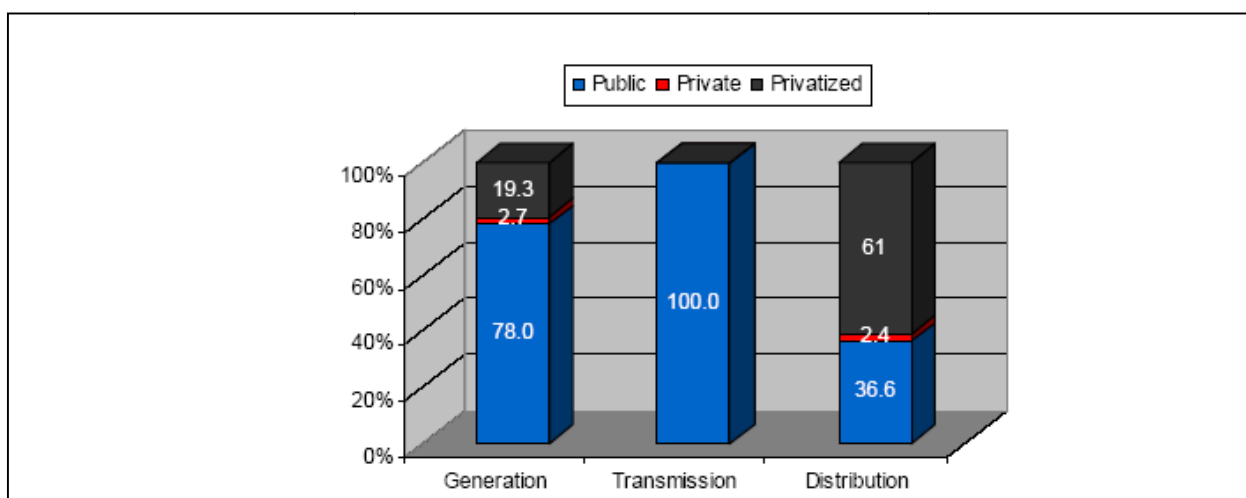


Figura 03 – Participação do capital privado no mercado brasileiro de eletricidade em dezembro de 2000 (BNDES 2000)

O descolamento entre o PIB (aumento médio de 2% no período de 1980 a 2000) e o aumento no consumo de eletricidade (aumento médio de 5% no mesmo período) é bem conhecido nos países desenvolvidos, especialmente devido à ampliação dos serviços de fornecimento para novas áreas e o crescimento de infraestrutura. Foram tomadas as medidas necessárias para evitar gargalos nos serviços. Elas incluem um aumento na capacidade de geração maior que a taxa de crescimento do PIB, e pesados investimentos em eficiência



## MDL – Conselho Executivo

página 24

energética. No caso do Brasil, o aumento da capacidade instalada de geração (média de 4% no mesmo período) não acompanhou o crescimento do consumo, conforme pode ser visto na Figura 04.

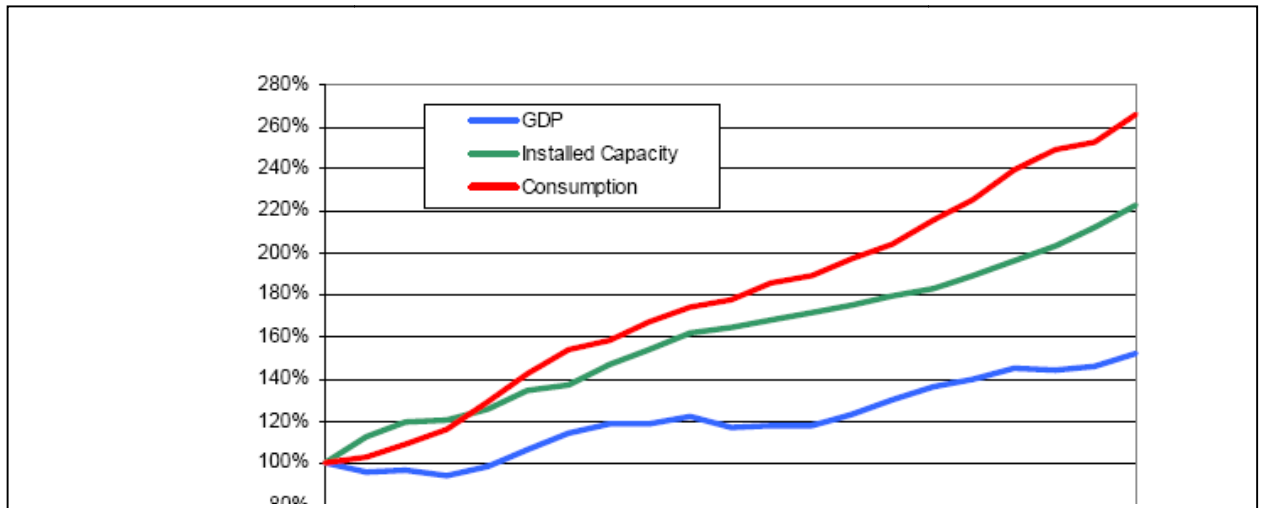


Figura 04 – Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda de eletricidade (consumo)

Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobrás.gov.br>; IBGE, <http://www.ibge.gov.br/>

Sem capacidade instalada nova, as únicas alternativas eram melhorar a eficiência energética ou aumentar a utilização da capacidade (fator de capacidade). Com relação à eficiência energética, o governo criou, em 1985, o PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica).

Em se tratando de eficiência energética, o governo criou em 1985 o Procel (Programa Nacional de Conservação de eletricidade). Mesmo o programa tendo alcançado resultados consideráveis, não foi possível a diminuição da demanda.

A alternativa que restou, aumentar o fator de capacidade de usinas antigas, foi a mais utilizada, como podemos ver na Figura abaixo. Para entender se este aumento no fator de capacidade trouxe consequências positivas ou negativas, precisamos analisar a disponibilidade e o preço dos combustíveis. No modelo de eletricidade brasileiro, a principal fonte de energia é a água acumulada nos reservatórios.

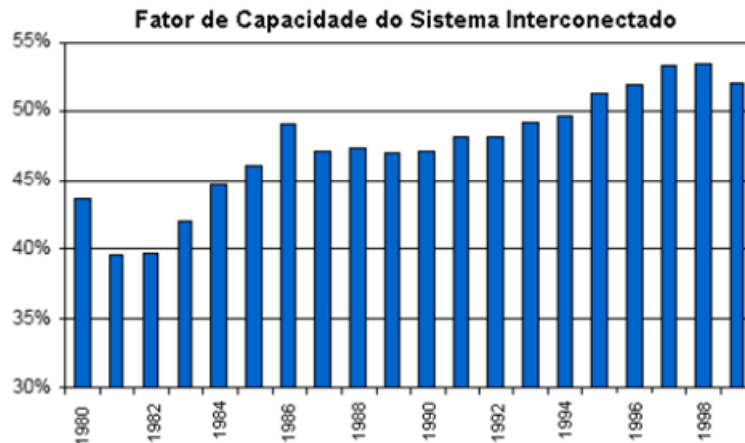


Figura 05 – Evolução da taxa de energia gerada em relação à capacidade instalada

Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br/>

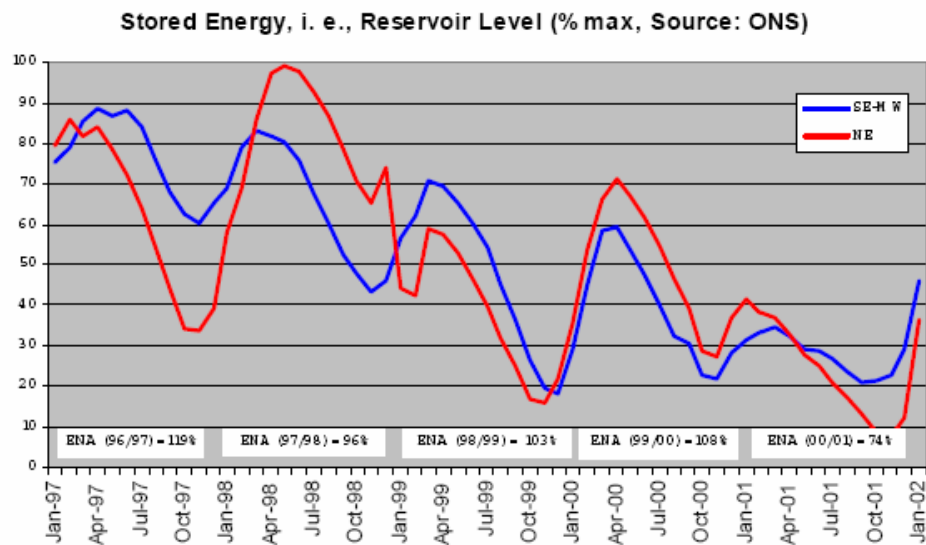


Figura 06– Evolução de capacidade armazenada água nos subsistemas interligados do Sudeste/ Centro-Oeste (SE-CO) e do Nordeste (NE) e a intencidade da precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste comparada com a média histórica

Fonte: ONS, <http://www.ons.org.br/>

**MDL – Conselho Executivo**

página 26

A Figura 06 mostra o que ocorreu com os níveis de "energia armazenada" nos reservatórios entre janeiro de 1997 e janeiro de 2002. Pode-se ver que os reservatórios, projetados para resistir a 5 anos de estações com menos chuvas que a média, quase entraram em colapso após uma única estação com pouca precipitação pluviométrica (2000/2001 teve 74% da média histórica de precipitação pluviométrica). Essa situação ilustra uma utilização intensiva dos recursos hídricos do país para suportar o aumento da demanda sem aumentar a capacidade instalada. Com a situação descrita, não havia solução de longo prazo para os problemas que, no final, causaram as interrupções e o racionamento em 2001.

Consciente das dificuldades desde fins da década de 90, o governo brasileiro sinalizou que era estrategicamente importante para o país aumentar a geração termelétrica e, conseqüentemente, ser menos dependente da energia hidrelétrica. Considerando isso, o governo federal lançou, no início de 2000, o PPT (Plano Prioritário de Termelétricas), Decreto Federal 3.371 de 24 de fevereiro de 2000 e a Portaria 43 do Ministério das Minas e Energia de 25 de fevereiro de 2000, planejando originalmente a construção de 47 usinas termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada nova até dezembro de 2003. Durante 2001 e início de 2002, o plano foi reduzido de modo a contemplar 40 usinas e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004 (Art. 29 da Lei Federal 10.438 de 26 de abril 2002). Em dezembro de 2004 havia 20 plantas em operação, totalizando aproximadamente 9.700 MW.

Durante o racionamento de 2001, o governo também lançou o Programa Emergencial de Energia, com a meta de curto prazo de construir 58 usinas termelétricas de pequena a média escala até fins de 2002 (utilizando principalmente óleo diesel, 76,9 %, e óleo combustível residual, 21,1 %), totalizando 2.150 MW de capacidade energética (CGE-CBEE, 2002).

Está claro que a energia hidrelétrica é e continuará sendo a principal fonte para a eletricidade de fluxo de base no Brasil. Porém, a maioria dos recursos hídricos no sudeste do país estão sendo explorados, e a maioria das reservas restantes fica na bacia do Amazonas, distante dos centros industriais e populacionais (OCDE, 2001). Está claro que as novas adições ao setor de energia elétrica do Brasil estão mudando de hidrelétricas para usinas a gás natural (Schaeffer et al., 2000). Com as descobertas de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003 (Figura 07), a política de utilizar gás natural para gerar eletricidade continua sendo uma possibilidade e continuará a gerar interesse de investidores da iniciativa privada no setor energético brasileiro.

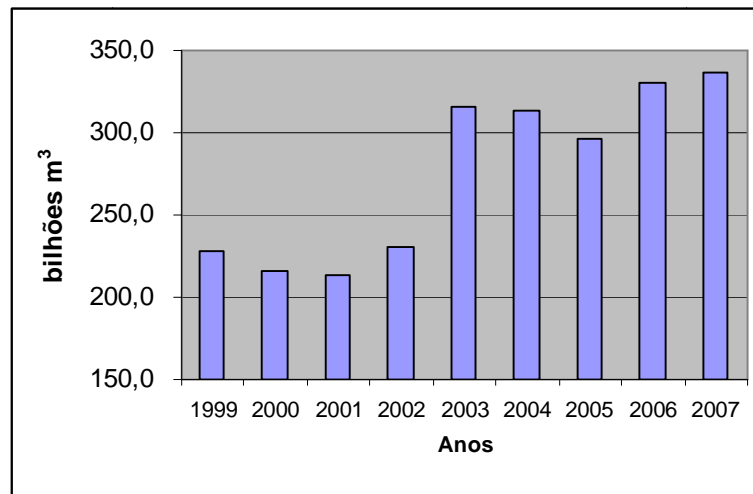


Figura 07 – Evolução do gás natural brasileiro de reservas compradas

Fonte: <http://www.petrobras.com.br>

No poder desde janeiro de 2003, o governo atual decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de eletricidade. Um novo modelo para o setor elétrico foi aprovado pelo Congresso em março de 2004. O novo marco regulatório para o setor elétrico tem as seguintes características (OCDE, 2005):

- A demanda de eletricidade e o fornecimento serão coordenados por uma demanda em *pool* a ser estimada pelas companhias distribuidoras, que terão que contratar 100% da sua demanda projetada de eletricidade durante os 3 a 5 anos seguintes. Essas projeções serão enviadas a uma nova instituição denominada EPE - Empresa de Planejamento Energético, que estimará a expansão necessária na capacidade de fornecimento a ser vendida às companhias de distribuição através do *pool*. O preço pelo qual a eletricidade será negociada através do *pool* é uma média de todos os preços contratados a longo prazo, e será o mesmo para todas as companhias de distribuição.

Paralelamente aos contratos "regulados" de *pool* a longo prazo, existirá um mercado "livre". Embora, no futuro, será exigido que os grandes consumidores (acima de 10 MW) forneçam às companhias de distribuição um aviso de 3 anos se desejarem mudar do *pool* para mercado livre e um aviso de 5 anos para os que mudarem na direção oposta, visualiza-se um período de transição, no qual essas condições serão mais flexíveis. Se a demanda real se apresentar maior que a projetada, as companhias de distribuição terão que comprar eletricidade no mercado livre. No caso oposto, terão que vender o fornecimento em excesso no mercado livre. As companhias de distribuição conseguirão repassar para os consumidores finais a diferença entre os custos da eletricidade

**MDL – Conselho Executivo**

página 28

comprada no mercado livre e através do pool, se a discrepância entre a demanda projetada e real ficar abaixo de 5%. Se ficar acima desse limite, a companhia de distribuição arcará com os custos em excesso.

O governo optou por uma configuração institucional mais centralizada, reforçando o papel do Ministério de Minas e Energia no planejamento de longo prazo. A EPE apresentará ao Ministério o seu portfólio de tecnologias desejadas e uma lista dos projetos estratégicos e não estratégicos. Por sua vez, o Ministério apresentará essa lista de projetos ao CNPE (Conselho Nacional de Política Energética). Depois de aprovados pelo CNPE, os projetos estratégicos serão leiloados, com base em prioridades, através do *pool*. As companhias podem substituir os projetos não estratégicos propostos pela EPE, se suas propostas oferecerem a mesma capacidade por uma tarifa mais baixa. Outra nova instituição é o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico), que irá monitorar as tendências da demanda e fornecimento de energia elétrica. Se forem identificados problemas, o CMSE irá propor medidas corretivas para evitar escassez de energia, como por exemplo, condições especiais de preço para os novos projetos e reserva da capacidade de geração. Esse comitê ficará no âmbito do Ministério de Minas e Energia e será presidido por ele. Não se espera outras grandes privatizações neste setor.

Embora o novo modelo reduza o risco de mercado, sua capacidade de incentivar o investimento privado no setor elétrico dependerá de como o novo marco regulatório será implementado.

Destacam-se diversos desafios em relação a esse ponto. Primeiro, o risco de falha regulatória, que pode ocorrer em razão de o governo desempenhar um papel significativo no planejamento de longo prazo, deve ser evitado prevenindo contra interferências políticas na nova instituição. Em segundo lugar, será necessário conceber regras para a transição do modelo atual para o novo, para permitir que os atuais investimentos sejam adequadamente remunerados. Em terceiro lugar, em razão de seu pequeno tamanho, a volatilidade dos preços pode aumentar no mercado de eletricidade de curto prazo, ocasionando, por sua vez, maior risco do investimento, embora esse risco venha a ser atenuado pela presença de grandes consumidores. A alta participação da energia hidrelétrica na matriz energética do Brasil e a incerteza sobre precipitação pluviométrica também contribui para uma maior volatilidade do mercado de eletricidade de curto prazo. Em quarto lugar, embora o novo modelo vá exigir uma separação total entre a geração e a distribuição, as normas para repartir as companhias integradas verticalmente ainda têm que ser definidas. Atualmente é permitido que as companhias de distribuição comprem até 30% de seu consumo de eletricidade das próprias subsidiárias (autonegociação). Por fim, a política do governo para o setor de gás natural precisa ser definida dentro de uma estrutura setorial específica.



### Barreiras de Investimentos

O alto nível das garantias exigido para financiar um projeto de energia no Brasil é uma barreira para o desenvolvimento de novos projetos. Seguro, garantias financeiras, assessores financeiros são exigências que aumentam o custo do projeto e são barreiras para viabilizar o financiamento dos projetos.

Outras barreiras financeiras estão relacionadas com o CCVE (Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica). O CCVE é requerido para obter financiamento a longo-prazo de bancos e a falta de acordos comerciais adequados dos compradores de energia pode influenciar diretamente a negociação entre o banco e o desenvolvedor do projeto. A maioria das concessionárias no Brasil não tem crédito de risco satisfatório representando, desta forma uma barreira para obter financiamento de longo-prazo.

Dado os vários programas e incentivos nos quais foram considerados durante os últimos anos, mas nunca implementados com sucesso, é fácil notar-se a dificuldade e as barreiras de implementação de projetos de pequenas centrais hidrelétricas no país. A primeira foi chamada de PCH-COM estruturada entre 2000/2001. Em fevereiro de 2001 a tarifa estava planejada para ser R\$ 67,00/MWh, no qual era o preço de referência da chamada “fonte de energia competitiva”, ou a média de custos adicionais da energia gerada regularmente, mas o mercado de referência para fontes de PCH naquele momento estava por volta de R\$ 80,00/MWh.

Apesar da baixa tarifa, o incentivo baseava-se na garantia do CCVE e fontes especiais de financiamento. O programa não obteve sucesso por causa das garantias necessárias e as cláusulas do contrato. Além disso o projeto não foi considerado como sendo *project finance* e o mutuante demandava garantias diretas do desenvolvedor do projeto (além do projeto como um todo). Em Abril de 2002, a lei do PROINFA foi emitida para incentivar o setor. Durante a primeira chamada pública do PROINFA no começo de 2003, a tarifa da PCH era planejada para ser de R\$ 125,09/MWh (baseado em junho de 2003, e para ser atualizado pelo índice de inflação IGP-M). Mas em 30 de março de 2004 o Ministério de Minas e Energia (MME) editou a Portaria no.45, na qual definiu a tarifa em R\$ 117,02/MWh (baseado em março de 2004, e para ser atualizado pelo IGP-M), no qual seria por volta de R\$ 132,00/MW em junho de 2005. Em 2005, o BNDES apresentou a versão final de suas linhas de incentivo de financiamento para o PROINFA, que é diferente do considerado primeiramente para o programa e que não foi considerado suficiente. Isto significa que para os últimos 5 anos, o governo teve que apresentar uma nova proposta (ou incentivo) por ano, para convencer os desenvolvedores a investirem no setor de pequenas centrais hidrelétricas.



Mesmo considerando os valores fechados dos projetos, quando comparado com a tarifa do PROINFA, está claro que o PROINFA possui outros incentivos como 20 anos de CCVE com a Eletrobrás e linhas de financiamentos específicos com o BNDES.

O financiamento obtido junto ao BNDES pela Brennan Energia não possui as mesmas condições favoráveis que financiamentos concedidos pela PROINFA. Tendo em vista que os projetos beneficiados pelo PROINFA são elegíveis e adicionais no âmbito do MDL. É possível demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto das PCHs dos rios Aporé e Correntes. O outro fato é que as grandes maiorias das novas PCHs estão realizando atividades de projeto de MDL.

A conclusão é que os incentivos do MDL têm um papel muito importante na superação das barreiras financeiras da atividade de projeto das PCHs dos rios Aporé e Correntes.

### **Barreira institucional**

Como descrito acima, desde 1995 as políticas do mercado de eletricidade estão em permanente alteração no Brasil.

Um número excessivo de leis e normas foi criado para tentar organizar e fornecer incentivos para os novos investimentos no setor energético. Os resultados dessa instabilidade regulatória foram contrários ao que se tentava alcançar. Durante o período de racionamento os preços de eletricidade ultrapassaram R\$ 600,00 /MWh (cerca de US\$ 200,00 /MWh) e o preço marginal projetado para a nova energia chegou a níveis de R\$ 120,00 a 150,00/MWh (cerca de US\$ 45,00). Em meados de 2004 o preço médio estava abaixo de R\$ 50,00 /MWh (menos de US\$ 20,00 /MWh). Esta relativa alta volatilidade do preço da eletricidade no Brasil, apesar de curto prazo, contribui para dificultar a análise do mercado pelos desenvolvedores. (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – <http://www.aneel.gov.br>)

### **Falta de Infra-estrutura**

A região onde o projeto está situado é isolada e pouco desenvolvida. Falta infra-estrutura, como estradas, fornecimento de energia elétrica segura, comunicação e transportes. E ainda, não havia mão de obra qualificada e disponível na região devido à falta de escolas e universidades.



**MDL – Conselho Executivo**

página 31

Subpasso 3b. Mostrar que as barreiras identificadas não evitariam a implementação de pelo menos uma das alternativas (exceto a atividade de projeto proposta):

Como resultado da análise acima, o único cenário plausível é a continuação do cenário atual, ou seja, a não inserção de energia renovável e alternativa na rede elétrica brasileira por meio de conexão ao SIN. A atividade de projeto supera as barreiras mencionadas incorporando as receitas da geração de RCEs para realizar um projeto que seria, de outro modo, pouco atraente.

**Passo 4 - Análise da prática comum**

Projetos são considerados similares se eles são da mesma região/país e/ou se apóiam em uma tecnologia comum e semelhante, são de porte similares, estejam em ambientes análogos com respeito à estrutura regulatória, ambiente de investimentos, acesso a tecnologias, acesso a financiamento, etc.

O Programa PROINFA do Governo Federal proporcionou condições especiais de financiamento e forneceu CCVEs de longo prazo, o que diminui substancialmente os riscos envolvidos de empreendimentos como pequenas centrais hidrelétricas. Apesar do referido programa ter beneficiado somente os projetos que aderiram a ele nos anos de 2001 a 2005, o PROINFA é chave para a demonstração das dificuldades e riscos envolvidos na implementação de atividades de projeto como a das PCH's Santa Gabriela e Planalto, pois a necessidade de sua existência explicita os empecilhos supracitados. A atividade de projeto PCHs Santa Gabriela e Planalto não participa do programa e está lidando com o risco do mercado à medida que estrutura seus projetos.

Tanto o processo de negociação de um CCVE com as companhias de serviços públicos como a obtenção de financiamento do BNDES têm sido muito difíceis. O BNDES também exige garantias excessivas para fornecer financiamento. Outros riscos e barreiras estão relacionados a questões técnicas e operacionais associadas com pequenas hidrelétricas, incluindo a capacidade de cumprirem o contrato CCVE e as possíveis multas por não cumprimento do contrato.

Independentemente dos riscos e barreiras mencionados acima, a principal razão do reduzido número de atividades de projetos semelhantes é o custo econômico. A viabilidade do projeto exige um contrato CCVE com uma empresa de serviços públicos, mas essas companhias não têm incentivos ou motivação para comprar a eletricidade gerada por projetos de pequena hidrelétrica.

**MDL – Conselho Executivo**

página 32

Em virtude das razões mencionadas acima, somente 1,3% da capacidade instalada provém de fontes de pequenas hidrelétricas (1,2 GW de um total de 88,7 GW). Além disso, dos 6.934 MW em construção no país, somente 403 MW são de pequenas hidrelétricas. Em 2004, somente 9 projetos de pequenas hidrelétricas, um total de apenas 5,22 MW, foram autorizados pela agência reguladora. Muitos outros projetos ainda se encontram em desenvolvimento, esperando melhores oportunidades de investimento. A maioria dos desenvolvedores que financiou seus projetos fora do PROINFA considerou o MDL como um fator decisivo para a conclusão dos seus projetos. Assim, segundo nosso conhecimento, a vasta maioria dos projetos semelhantes que está sendo desenvolvida no país participa do programa PROINFA e, os que não participam, estão no MDL. (Fonte: ONS – Operadora Nacional do Sistema – <http://www.ons.org.br>)

Contudo os incentivos ainda não estão em vigor, e os já existentes, são incentivos para rápida instalação de termelétricas à combustível fóssil. O setor de energia sofreu por mais de um ano (2003-2004) por falta de regulamentação, e mesmo hoje em dia a legislação não está totalmente clara para todos os investidores e envolvidos. O negócio prevalecido no Brasil no que tange a obtenção de financiamento e garantias financeiras para projetos é uma barreira para investimentos em projetos de energia renovável no país. O acesso a financiamentos de longo prazo para projetos de energia renovável é difícil, principalmente por causa das garantias necessárias e a falta de estruturas reais de financiamento. O alto custo de capital no Brasil é uma barreira para projetos que serão desenvolvidos.

De acordo com a legislação Brasileira, pequenas centrais hidrelétricas no Brasil são usinas com capacidade instalada de mais de 1 MW e de até 30 MW e com área de reservatório menor que 3 km<sup>2</sup>. Em geral, consistem em uma usina hidrelétrica a fio d'água que possui um impacto ambiental mínimo.

Esta atividade de projeto não é o cenário de negócios usual em um país onde se dá preferência a grandes projetos hidrelétricos e térmicos a combustíveis fósseis. Com o benefício financeiro proveniente das RCEs, espera-se que outros desenvolvedores de projeto se beneficiem dessa nova fonte de receita e decidam, então, desenvolver outros projetos.

Apesar de pequenas centrais hidrelétricas não serem projetos usuais de investimento no Brasil, projetos visando o desenvolvimento sustentável em regiões ainda em desenvolvimento como os estados de Goiás, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul são de grande interesse da Brennan Energia, empresa que tem um grande comprometimento com o desenvolvimento sustentável da região. Pela possibilidade de geração de créditos de carbono a Brennan Energia influenciou a decisão da implementação destas PCHs.

Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade de projeto proposta

**MDL – Conselho Executivo**

página 33

Independentemente dos riscos e barreiras mencionados no Passo 3, a principal razão do reduzido número de atividades de projetos semelhantes é o custo econômico. A viabilidade do projeto exige um contrato CCVE com uma concessionária, mas essas empresas normalmente não têm incentivos ou motivação para comprar a eletricidade gerada por projetos de pequenas hidrelétricas.

Nos estados de Mato Grosso do Sul, Mato Grosso e Goiás, onde as Pequenas Centrais Hidrelétricas dos rios Aporé e Correntes estão localizadas, existem 55 pequenas centrais hidrelétricas em operação, correspondendo a aproximadamente 3,78% de toda a eletricidade gerada no estado (ANEEL 2008). Outras 29 pequenas centrais hidrelétricas obtiveram licença da ANEEL entre o período 1998-2004.

Na região centro-oeste, segundo ANEEL, 96,13% da energia elétrica gerada é proveniente de grandes hidrelétricas e usinas térmicas (tabela abaixo), enquanto as fontes alternativas à essas duas somam apenas 3,87% da potência em operação na região.

Tabela 23: Empreendimentos em operação na região Centro-Oeste

<b>Empreendimentos em Operação</b>		
<b>Tipo</b>	<b>Potência (kW)</b>	<b>%</b>
CGH	17.398	0,10%
<a href="#">PCH</a>	686.133	3,78%
<a href="#">UHE</a>	15.860.226	87,28%
<a href="#">UTE</a>	1.607.025	8,84%
<a href="#">Total</a>	18.170.782	100,00%

Sub-passo 4b. Discutir sobre opções similares que estejam ocorrendo

O setor elétrico vem sofrendo com a falta de regularização a legislação, até hoje, ainda não é clara para todos os participantes.

Por estas razões existem poucos empreendimentos similares à atividade de projeto das PCHs dos rios Aporé e Correntes, não podendo então, ser considerada como prática comum.

B.6. Redução de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

A linha de base para o cálculo do fator de emissão para o SIN foi desenvolvida seguindo os parâmetros da metodologia "ACM0002".



## MDL – Conselho Executivo

página 34

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002, 2007) e com a ferramenta metodológica para determinar o fator de emissão de CO<sub>2</sub> para o deslocamento de eletricidade gerado pelas centrais em um sistema elétrico, o fator de emissão da linha de base (EFy) é obtido calculando a “margem de operação” (OM) e a “margem de construção” (BM) assim como a “margem combinada” (CM). A margem de operação se refere a um grupo de centrais que reflete as centrais existentes cuja geração de eletricidade seria afetada pela atividade de projeto de MDL proposta. A margem de construção se refere a um grupo de unidades geradoras que reflete o tipo de unidade geradora cuja construção seria afetada pela atividade de projeto de MDL proposta.

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002, 2007) e com a ferramenta metodológica (2007), os participantes do projeto devem aplicar os seguintes seis passos ao cálculo da linha de base:

PASSO 1 - Identificar o sistema de energia elétrica relevante.

PASSO 2 - Selecionar um método da margem de operação (OM).

PASSO 3 - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado.

PASSO 4 - Identificar o grupo de unidades geradoras que devem ser incluídas na margem de construção (BM).

PASSO 5 - Calcular o fator de emissão da margem de construção.

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

- PASSO 1 - Identificar o sistema de energia elétrica relevante

Com o objetivo de determinar os fatores de emissão da eletricidade, o sistema elétrico do projeto é definido pela extensão espacial das centrais que estão fisicamente interligadas através de linhas de transmissão e distribuição à atividade de projeto (p.ex. a localização da central renovável ou dos consumidores onde a eletricidade é usada) e que podem ser despachadas sem restrições significativas de transmissão.

De modo semelhante, um sistema elétrico interligado (por exemplo, nacional ou internacional) é definido como sendo um sistema elétrico interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto. As centrais no sistema elétrico interligado podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão, mas a transmissão para o sistema elétrico do projeto apresenta uma restrição significativa na transmissão.



A CIMGC, que representa a AND brasileira publicou um delineamento do sistema elétrico para ser utilizado em atividades de projeto do MDL ([www.mct.gov.br/clima](http://www.mct.gov.br/clima)).

- PASSO 2 - Selecionar um método da margem de operação (OM)

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

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

- PASSO 3 - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O fator de emissão da margem de operação simples ajustada ( $EF_{OM,adjusted,y}$  em  $tCO_2/MWh$ ) é uma variação da margem de operação simples.

- PASSO 4 - Identificar o grupo de unidades geradoras que deve ser incluído na margem de construção (BM)

O grupo de amostra de unidades geradoras m usado para calcular a margem de construção consiste em:

- (a) O conjunto das cinco unidades geradoras que foi construído mais recentemente ou
- (b) O conjunto das adições de capacidade elétrica no sistema elétrico que abrange 20% da geração do sistema (em MWh) e que foi construído mais recentemente.

- PASSO 5 – Calcular o fator de emissão da margem de construção ( $EF_{BM,y}$ )

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração ( $tCO_2/MWh$ ) de todas as unidades geradoras m durante o ano mais recente y para o qual os dados da geração de energia elétrica estão disponíveis.

- STEP 6 – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)  $EF_y$ .



## MDL – Conselho Executivo

página 36

O fator de emissão da margem combinada é calculada como a seguir:

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y}$$

Onde:

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

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

$w_{OM}$  = Ponderação do fator de emissão da margem operacional (%)

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

Onde os pesos  $w_{OM}$  e  $w_{BM}$ , por padrão, são 50% (ou seja,  $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$ ). Podem ser usados pesos alternativos, desde que  $w_{OM} + w_{BM} = 1$  e seja apresentada evidência apropriada justificando os pesos alternativos.

Na composição do fator de emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), utilizou-se os valores de Margem Operacional (OM) e Margem de Construção (BM) mais recentes disponibilizados pelo Ministério de Ciências e Tecnologia ([www.mct.gov.br/clima](http://www.mct.gov.br/clima)) segundo interpretação da ferramenta metodológica "Ferramenta para Cálculo do Fator para um Sistema Elétrico".

Para o cálculo da média de OM foram utilizados os valores de 2008 compreendem os meses de janeiro a dezembro de 2008. O valor de  $EF_{BMY}$  utilizado, 0,1458 tCO<sub>2</sub>/MWh, é referente ao ano de 2008 pois este é o mais recente valor disponibilizado pelo MCT.

A tabela 24 refere-se a fatores de emissão da margem de operação disponibilizados pelo Ministério de Ciências e Tecnologia, sendo que a média encontrada referente ao ano de 2007 foi de 0,4766 tCO<sub>2</sub>/MWh

Tabela 24: Fator de Emissão Médio da Margem de Operação (tCO<sub>2</sub>/MWh)

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul
$EF_{grid,OM,y}$	0.5727	0.6253	0.5794	0.4529	0.4579	0.5180	0.4369
Month	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Average	
$EF_{grid,OM,y}$	0.4258	0.4102	0.4369	0.3343	0.4686	0.4766	

Portanto:

$$EF_y = 0,5 \times 0,1458 + 0,5 \times 0,4766$$

$$EF_y = 0,3112 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Aplicando-se a fórmula acima chegou-se ao fator de emissão ex-post 0,3112 tCO<sub>2</sub>/MWh.



As emissões indiretas podem ser consequência da construção do projeto, do transporte de materiais e combustível e de outras atividades a montante. Entretanto, nenhuma fuga líquida significativa dessas atividades foi identificada.

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

Dados / parâmetro:	$EF_y$
Unidade dos dados:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da rede
Fonte dos dados usados:	ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)
Valor aplicado:	0,3112 tCO <sub>2</sub> /MWh
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O fator de emissão de linha de base ( $EF_y$ ) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores de margem de operação (OM) e margem de construção (BM). Os cálculos desta margem combinada foram feitos com base nos dados de fontes oficiais (Operador Nacional do Sistema Elétrico para os dados de geração de energia; decisão do CE relativa às informações de eficiência termodinâmica de energia por tipo de combustível) com nível muito baixo de incerteza e disponibilizados ao público. Dados ex-ante calculados e monitorados na validação.
Comentários:	Os dados serão arquivados em formato eletrônico.

Dados / parâmetro:	$EF_{OM,y}$
Unidade dos dados:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Valor aplicado:	0,4766 tCO <sub>2</sub> /MWh
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Dados ex-ante calculados e monitorados na validação.
Comentários:	Os dados serão arquivados em formato eletrônico.

Dados / parâmetro:	$EF_{BM,y}$
Unidade dos dados:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão da Margem de Construção de CO <sub>2</sub> da rede
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002



## MDL – Conselho Executivo

página 38

Valor aplicado:	0,1458 tCO <sub>2</sub> /MWh
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Dados ex-ante, calculados e monitorados na validação.
Comentários:	Os dados serão arquivados em formato eletrônico.

Dados / parâmetro:	<b>ABL</b>
Unidade dos dados:	m <sup>2</sup>
Descrição:	Area do reservatório medida sobre a superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m <sup>2</sup> ). Para novos reservatórios, este valor é zero
Fonte dos dados usados:	Localização do projeto
Valor aplicado:	Medidas de estudos topográficos, mapas, fotos de satélites, etc.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Anualmente
Comentários:	-

Dados / parâmetro:	<i>CapBL</i>
Unidade dos dados:	W
Descrição:	Capacidade instalada de hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto. Para novas hidrelétricas, esse valor é zero.
Fonte dos dados usados:	Localização do projeto.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Determinar capacidade instalada baseado em padrões reconhecidos
Comentários:	-

## B.6.3 Cálculo a priori de reduções de emissões:

O cenário dos projetos segue a mesma lógica estabelecida na construção do cenário da linha de base.

**MDL – Conselho Executivo**

página 39

A geração de energia pelas PCHs dos rios Aporé e Correntes não necessita de combustíveis fósseis complementares, fazendo com que o cálculo de Emissões do Projeto por Ano ( $PE_{ano}$ ) descrito na metodologia de linha de base da ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada a rede a partir de fontes renováveis de energia” Versão 07 não seja necessário para este projeto.

Com isso a formula para calculo da redução de emissões de GEE para este projeto seja simplificada, contendo somente a quantidade de energia elétrica gerada pelo projeto (MWh) multiplicada pelo fator de emissão do Sistema Interligado Nacional representada pela fórmula a seguir:

$$BE_{\text{eletricidade, ano}} = EG_{\text{ano}} \times EF_{\text{eletricidade, ano}}$$

Onde:

$BE_{\text{eletricidade, ano}}$  = Deslocamento das emissões da linha de base

$EG_{\text{ano}}$  = Quantidade de energia elétrica produzida pela PCH

$EF_{\text{eletricidade, ano}}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub>e do SIN

O cálculo de emissões reduzidas é dado pela seguinte formula:

$$ER_{\text{ano}} = BE_{\text{eletricidade, ano}} - PE_{\text{ano}} - LE_{\text{ano}}$$

$ER_{\text{ano}}$  = Emissões reduzidas por ano pela atividade de projeto.

$PE_{\text{ano}}$  = Emissões do projeto em ano definido.

$LE_{\text{ano}}$  = Fuga de emissões no ano definido.

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

Onde:

$PE_y$  = Emissão oriunda do reservatório expressa em tCO<sub>2</sub>e/ano

$EF_{\text{Res}}$  = valor padrão do fator de emissão para reservatórios que segundo a EB23 é 90 Kg CO<sub>2</sub>e /MWh.

$TEG_y$  = Eletricidade total produzida pela atividade de projeto, em ano, (MWh)



**MDL – Conselho Executivo**

página 40

Sendo que anteriormente demonstramos que o  $PE_{ano}$  e o  $LE_{ano}$  são iguais a 0 (zero) para a PCH Santa Gabriela, podemos concluir que as emissões reduzidas por ano pela atividade de projeto dessa PCH é igual ao deslocamento das emissões da linha de base. E como descrito anteriormente, devido à densidade de energia da PCH Planalto ser inferior a 10 considera-se a emissão do projeto, assim:

$$ER_{ano} = (BE_{(eletricidade, ano)PI} - PE_{(ano)PI}) + BE_{(eletricidade, ano)SG}$$

Onde:

PI refere-se à PCH Planalto e SG à PCH santa Gabriela

$$PE_{(ano)PI} = 13,60 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

**B.6.4 Resumo da estimativa a priori de reduções de emissões:**

Conforme a descrição da metodologia feita, o cálculo da estimativa das reduções de emissões será feito segundo a equação apresentada acima.

Na Tabela abaixo é apresentada a estimativa das reduções de emissões de GEE resultantes.

Com a implementação da iniciativa estima-se que a Brennard Energia alcançará, no período de sete (07) anos, uma redução de 272.283 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente.

Tabela 25: Estimativa das reduções de emissão de atividade de projeto

Ano	Estimativas de emissões do projeto (tCO <sub>2</sub> e)	Estimativas de emissões da atividade do cenário de linha de base (tCO <sub>2</sub> e)	Fugas (tCO <sub>2</sub> e)	Estimativas das reduções de emissão da atividade de projeto (tCO <sub>2</sub> e)
2010	13.6	<b>72,789</b>	0	72,775
2011	13.6	<b>72,789</b>	0	72,775
2012	13.6	<b>72,789</b>	0	72,775
2013	13.6	<b>72,789</b>	0	72,775
2014	13.6	<b>72,789</b>	0	72,775
2015	13.6	<b>72,789</b>	0	72,775
2016	13.6	<b>72,789</b>	0	72,775
Total	95.2	509,523	0	509,428

Fator de Conversão: 0,3112 tCO<sub>2</sub>/MWh



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

## B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Dados / parâmetro:	$EG_v$
Unidade dos dados:	MWh / ano
Descrição:	Geração de eletricidade despachada na rede
Fonte dos dados usados:	Energia medida ligada à rede e recibo de vendas
Procedimentos de medidas:	Medido diretamente e dados oficiais publicamente disponíveis. Distribuição de eletricidade no Brasil é uma concessão governamental e é regulamentado pela Agência Brasileira Eléctrica (ANEEL a partir da sigla em Português "Agência Nacional de Energial Eléctrica"). De acordo com os requisitos legais e regulamentares determinado pela ANEEL (ver ANEEL, Resolução Normativa n° 163, 1o de agosto de 2005).
Frequência de Monitoramento:	Medidas a cada 15 min e mensalmente registrado
Procedimentos a ser aplicados de QA/QC:	A enenergia entregue pelas PCHs é registrada por relógios
Comentários:	-

Dados / parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade dos dados:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Margem combinada para o fator de emissão de CO <sub>2</sub> ligadas à rede de energia elétrica no ano y calculado utilizando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de electricidade"
Fonte dos dados usados:	ONS (Operador Nacional do Sistema Eléctrico)
Procedimentos de medidas:	O fator de emissão da linha de base ( $EF_y$ ) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores de margem operacional (OM) e margem de construção (BM). Os cálculos para essa margem combinada são baseados em dados de uma fonte oficial (Centro de Despacho Nacional para o envio de dados de energia elétrica) com baixíssimo nível de incerteza e disponibilizados ao público. Os dados ex-ante calculados à validação.
Frequência de Monitoramento:	anualmente
Procedimentos a ser aplicados de QA/QC:	Dados oficiais
Comentários:	-



Dados / parâmetro:	<b>EFOM, y</b>
Unidade dos dados:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de Emissão de CO <sub>2</sub> da margem de operação da SIN
Fonte dos dados usados:	Calculado a partir da ACM0002
Procedimentos de medidas:	Medido diretamente e dados oficiais publicamente disponíveis. Distribuição de eletricidade no Brasil é uma concessão governamental e é regulamentado pela Agência Brasileira Eléctrica (ANEEL a partir da sigla em Português "Agência Nacional de Energial Elétrica"). De acordo com os requisitos legais e regulamentares determinado pela ANEEL (ver ANEEL, Resolução Normativa n° 163, 1o de agosto de 2005).
Frequência de Monitoramento:	Anualmente
Procedimentos a ser aplicados de QA/QC:	Dado oficial (publicado no <a href="http://www.mct.gov.br/clima">www.mct.gov.br/clima</a> )
Comentários:	-

Dados / parâmetro:	<b>EF BM, y</b>
Unidade dos dados:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de construção
Fonte dos dados usados:	Calculado a partir da ACM0002
Procedimentos de medidas:	Medido diretamente e dados oficiais publicamente disponíveis. Distribuição de eletricidade no Brasil é uma concessão governamental e é regulamentado pela Agência Brasileira Eléctrica (ANEEL a partir da sigla em Português "Agência Nacional de Energial Elétrica"). De acordo com os requisitos legais e regulamentares determinado pela ANEEL (ver ANEEL, Resolução Normativa n° 163, 1o de agosto de 2005).
Frequência de Monitoramento:	anualmente
Procedimentos a ser aplicados de QA/QC:	Dado oficial (publicado no <a href="http://www.mct.gov.br/clima">www.mct.gov.br/clima</a> )
Comentários:	-

Dados / parâmetro:	<b>TEGy</b>
Unidade dos dados:	MWh
Descrição:	Total de eletricidade produzida pela atividade do projeto, incluindo a energia fornecida à rede e da eletricidade fornecida às cargas internas, em ano y.
Fonte dos dados usados:	Localização da atividade do projeto
Procedimentos de medidas:	Medido diretamente
Frequência de	Medidas horárias e mensalmente registrado



## MDL – Conselho Executivo

página 43

Monitoramento:	
Procedimentos a ser aplicados de QA/QC:	A enenergia entregue pelas PCHs é registrada por relógios
Comentários:	-

Dados / parâmetro:	<b>ABL</b>
Unidade dos dados:	m <sup>2</sup>
Descrição:	Area do reservatório medida sobre a superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m <sup>2</sup> ). Para novos reservatórios, este valor é zero
Fonte dos dados usados:	Localização do projeto
Valor aplicado:	Medidas de estudos topográficos, mapas, fotos de satélites, etc.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Anualmente
Comentários:	-

Dados / parâmetro:	<b>CapBL</b>
Unidade dos dados:	W
Descrição:	Capacidade instalada de hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto. Para novas hidrelétricas, esse valor é zero.
Fonte dos dados usados:	Localização do projeto.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Determinar capacidade instalada baseado em padrões rconhecidos
Comentários:	-

## B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

A “Metodologia consolidada de monitoração - ACM002” define os procedimentos de monitoramento das atividades do projeto.

Plano de Monitoramento:

**MDL – Conselho Executivo**

página 44

Os dados a serem coletados para os relatórios de monitoração são as atualizações dos fatores de emissão (EFOM,y , EFBM,y , Efy) e o valor mensal de energia gerada (EGy).

Os dados dos fatores de emissão serão atualizados anualmente a partir dos dados de despacho de usinas, fornecidos pela ONS – Operador Nacional do Sistema, disponibilizados pelo MCT (<http://www.mct.gov.br/clima>).

A medição da energia gerada é totalmente automatizada. Todos os sensores e instrumentação relativa à geração de eletricidade são redundantes, assim como o instrumento que totaliza a energia gerada. Estes estão conectados através de interface serial a um sistema supervisão (também redundante) instalado na sala de controle de cada usina. O supervisão atualiza todos os dados operacionais em intervalos de 5 segundos. O operador tem acesso a esta informação através do supervisão ou diretamente nos instrumentos de totalização instalados no painel de controle na mesma sala.

Toda energia gerada pelas PCHs dos rios Aporé e Correntes é informada às autoridades nacionais regulatórias. O mercado de energia elétrica é estritamente regulado e as normas existentes especificam os equipamentos de medição a serem instalados e os procedimentos padrões a serem seguidos.

Toda a documentação está armazenada eletronicamente, de onde os operadores têm acesso direto em caso de necessidade.

B.8 Data de conclusão da aplicabilidade da metodologia de estudo e monitoramento da linha de base e o(s) nome da(s) pessoa(s)/ entidade(s) responsável(is):
---

A data é janeiro de 2009. O responsável pelo gerenciamento, registro, monitoramento, medições e relatórios da atividade de projeto é a Brennand Energia.

A pessoa responsável pelo monitoramento foi treinada de acordo com procedimentos estabelecidos Operador Nacional do Sistema – ONS. Todos os dados serão armazenados também segundo esses procedimentos.

Os equipamentos utilizados no monitoramento são calibrados e inspecionados freqüentemente, de acordo com instruções da ONS.

Nome da Empresa:	Brennand Energia
Endereço:	Alameda Antônio Brennand, S/N - Várzea
CEP / Cidade:	50.741-904 - Recife – PE
País:	Brasil
Contato:	Ricardo Rêgo Mozart Siqueira
Telefone:	0 xx 81 2121 0300

**MDL – Conselho Executivo**

página 45

Fax: 0 xx 81 21210340  
E-mail: ricardo.rego@brennandenergia.com.br  
mozart.siqueira@brennandenergia.com.br

Nome da Empresa: PricewaterhouseCoopers  
Endereço: Av. Francisco Matarazzo, 1400 – Torre Torino  
CEP / Cidade: 05001-903 – São Paulo – SP  
País: Brasil  
Contato: Ernesto Cavasin Neto  
Cargo: Gerente  
Telefone: 0-XX-11-3674-2000  
Fax:: 0-XX-11-3674-2000  
E-mail: ernesto.cavasin@br.pwc.com

**SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / período de crédito****C.1 Duração da atividade de projeto:****C.1.1. Data de início da atividade de projeto:**

22 de agosto de 2008

**C.1.2. Vida útil de operação esperada da atividade de projeto;**

30 anos

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

1 de dezembro de 2009

**C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:**

7 anos

**C.2.2. Período de crédito fixo:**

Não aplicável

**C.2.2.1. Data de início:**

Não aplicável



## C.2.2.2. Duração:

Não aplicável

## SEÇÃO D. Impactos Ambientais

## D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive impactos além do limite:

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

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

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

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

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

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

- Inundação de terras indígenas e áreas históricas quilombolas – a autorização para isso depende de resolução do Congresso Nacional;
- Inundação de áreas de preservação ambiental, legalmente definidas como Parques Nacionais e Unidades de Conservação;

**MDL – Conselho Executivo**

página 47

- Inundação de áreas urbanas ou de comunidades rurais;
- Reservatórios onde ocorrerá expansão urbana no futuro;
- Eliminação de patrimônio natural;
- Perdas expressivas provenientes de outras utilizações de água;
- Inundação de áreas históricas protegidas; e
- Inundação de cemitérios e de outros locais sagrados.

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

A planta possui licenças preliminares e de construção, emitidas pelo IBAMA. O projeto não implica em impactos ambientais negativos fora dos limites, caso contrário, as licenças não teriam sido emitidas.

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

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

Os impactos ambientais do Projeto são considerados pequenos pela definição de pequenas hidrelétricas do país anfitrião. Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 652, 9 de dezembro de 2003, pequenas hidrelétricas no Brasil devem ter capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km<sup>2</sup> ou, se a área estiver entre 3 km<sup>2</sup> e 13 km<sup>2</sup>, elas devem ter impacto ambiental mínimo. A potência nominal da PCHs Planalto e Santa Gabriela é de 17,00 MW e 24,75 MW, sendo que os reservatórios tem, respectivamente, 2,31 km<sup>2</sup> e 0,71 km<sup>2</sup>.

A planta possui as licenças preliminares e de construção. As licenças preliminares foram emitidas *pelo IBAMA*. Todas as licenças para o projeto estão disponíveis para consulta mediante solicitação, assim como os estudos ambientais.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas



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

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

A AND (Autoridade Nacional Designada) brasileira solicita que os projetos sejam abertos para comentários antes da validação.

Conforme descrito acima a Brennan Energia realizou consulta sobre o projeto, através de cartas enviadas às partes interessadas. Houve um período de um mês para o recebimento dos comentários, mas nenhum dos representantes das partes interessadas se manifestou.

A AND (Autoridade Nacional Designada) brasileira solicita que os projetos sejam abertos para comentários antes da validação.

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

Não houve comentários

Anexo 1

## INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DE PROJETO

Organização:	Brennand Energia
Rua / Cx. Postal:	Alameda Antônio Brennand, S/N - Várzea
Edifício:	
Cidade:	Recife
Estado / Região:	<i>Pernanbuco</i>
CEP:	50.741-904
País:	Brasil
Telefone:	0 xx 81 2121 0300
FAX:	0 xx 81 21210340
E-Mail:	ricardo.rego@brennandenergia.com.br
URL:	<i>www.brennandenrgia.com.br</i>
Representada por:	<i>Ricardo Rêgo</i>
Título:	
Forma de tratamento:	Sr.
Nome:	<i>Ricardo Rêgo</i>
Departamento:	
Telefone móvel:	
FAX direto:	0 xx 81 21210340
Tel direto:	0 xx 81 2121 0300
E-Mail pessoal:	<i>ricardo.rego@brennandenergia.com.br</i>



Anexo 2

INFORMAÇÕES RELATIVAS A FINANCIAMENTO PÚBLICO

Neste projeto não há financiamento público envolvido originado em países do Anexo I.

Os projetos estão sendo financiados pelos bancos BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

Anexo 3

## INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE

O sistema de eletricidade brasileiro tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: o Norte/Nordeste e o Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Isso ocorre em razão, principalmente, da evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido próximo aos grandes centros consumidores do país.

Cada vez mais, a evolução natural de ambos sistemas está demonstrando que a integração ocorrerá. Em 1998, o governo brasileiro anunciou a primeira parte da linha de interconexão entre N/NE e S/SE/CO. Com investimentos de cerca de US\$ 700 milhões, a conexão tinha como objetivo principal, pelo menos na visão do governo, ajudar a solucionar os problemas de energia elétrica no país. As regiões S/SE/CO poderiam suprir a N/NE em caso de necessidade e vice-versa.

Mesmo após a interconexão ter sido estabelecida, os papéis técnicos continuam dividindo o sistema brasileiro em dois (Bose, 2000):

"... onde o Sistema Brasileiro de Eletricidade é dividido em três subsistemas separados":

- (i) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.
- (ii) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste.
- (iii) O Sistema Isolado (que representa 300 localizações que são eletricamente isoladas dos sistemas interconectados).

Além disso, Bose (2000) expõe fortes argumentos a favor das chamadas linhas de base de multiprojetos: Para países grandes com diferentes circunstâncias de fronteira e com sistemas de eletricidade sediados em diferentes regiões, as linhas de base de multiprojetos no setor elétrico podem precisar ser desagregadas abaixo do nível-país, a fim de uma representação crível "do que teria acontecido de outra forma".

No entanto, no dia 28 de abril de 2008, os membros do Grupo de Trabalho (MME, MCT e ONS<sup>2</sup>) se reuniram e decidiram que as restrições de transmissão existentes entre os Sistemas Interconectados do SIN não são suficientes para diminuir substancialmente o benefício global de uma atividade de projeto em

---

<sup>2</sup> MME – Ministério de Minas e Energia; MCT – Ministério de Ciências e Tecnologia; ONS – Operadora Nacional do Sistema.



**MDL – Conselho Executivo**

página 52

função da região em que seja implantado, portanto, adotou-se de um único sistema elétrico no Brasil no tocante ao cálculo do fator de emissão do SIN.

Deve ser considerado, também, que apenas em 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída; atualmente, o sistema energético brasileiro tem aproximadamente 109,5 GW de capacidade instalada, em um total de 1.717 companhias geradoras. Destas aproximadamente 70,55% são hidrelétricas, 10,42% termelétricas movidas a gás natural, 4,19% termelétricas movidas a óleo diesel e combustível fóssil, 4,01% plantas movidas por biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, casca e arroz, madeira etc.), 2% plantas nucleares, 1,33% plantas movidas carvão mineral e ainda existem 7,43 GW de capacidade instalada em países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai), que podem transmitir energia para a rede brasileira.

A metodologia “ACM0002” exige que os proponentes do projeto considerem "todas as fontes de geração servindo o sistema". Dessa forma, ao utilizá-las, os proponentes do projeto no Brasil devem procurar e pesquisar todas as plantas energéticas que servem o sistema brasileiro.

Informações sobre fontes de geração não estão publicamente disponibilizadas no Brasil. O centro nacional de despacho, o Operador Nacional do Sistema - ONS, argumenta que as informações de despacho são estratégicas para os agentes do setor elétrico e, portanto, não podem ser disponibilizadas. Por outro lado, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, transmite informação sobre a capacidade instalada e outros aspectos legais do setor elétrico, porém nenhuma informação sobre despacho pode ser obtida por meio dessa entidade.

Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO

-----