MDL – Conselho Executivo

MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (CDM-SSC-PDD)
Versão 03 – em vigor desde 22 de dezembro de 2006

ÍNDICE

A. Descrição geral da atividade do projeto de pequena escala

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

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

D. Impactos ambientais

E. Comentários das partes interessadas

Anexos

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

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Informações sobre o monitoramento

Anexo 5: Bibliografia

Anexo 6: Cronologia

Anexo 7: Acrônimos

Anexo 8: Pequenas hidrelétricas em operação

Histórico das revisões deste documento

Número da Versão	Data	Descrição e razão da revisão
01	21 de janeiro de 2003	Adoção inicial
02	8 de julho de 2005	▪ O Conselho concordou em revisar o CDM-SSC-PDD a fim de refletir a orientação e os esclarecimentos prestados pelo Conselho desde a versão 01 deste documento. ▪ Como consequência, as diretrizes de preenchimento do CDM-SSC-PDD foram revisadas de acordo com a versão 2. A versão mais recente pode ser obtida no endereço: <http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents>.
03	22 de dezembro de 2006	▪ O Conselho concordou em revisar o documento de concepção do projeto no âmbito do MDL para atividades de pequena escala (CDM-SSC-PDD), levando em conta o CDM-PDD e o CDM-NM.

MDL – Conselho Executivo

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

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

Pequena Central Hidrelétrica ARS (doravante designada "PCHARS")
Versão 05
22 de maio de 2009

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

O objetivo da atividade de projeto consiste da instalação de uma nova pequena central hidrelétrica com uma capacidade de 6,66 MW. A PCHARS visa fornecer eletricidade renovável para o Sistema Interligado Nacional (doravante denominado SIN).

O projeto PCHARS envolve a implementação de uma Pequena Central Hidrelétrica no Rio Von Den Steinen. O rio está localizado no município de Nova Ubiratã no estado de Mato Grosso, região centro-oeste do Brasil, onde uma parte significativa da eletricidade é fornecida por usinas termelétricas (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica)[1].

Os principais objetivos do projeto são ajudar a suprir a crescente demanda por energia devido ao crescimento econômico e contribuir para a sustentabilidade ambiental, social e econômica aumentando a quantidade de energia renovável no consumo total do Brasil. A energia gerada será despachada para a rede, evitando o uso de fontes de energia não renováveis, como combustíveis fósseis que aumentam as emissões de gás do efeito estufa (GEE).

A PCHARS, com potência instalada de 6,66 MW (2 turbinas Francis e geradores - 3,33MW cada – seção A.4.2), utiliza o potencial hídrico renovável do rio Von Den Steinen para fornecer eletricidade para o SIN.

Desde 2003, a ANEEL emitiu licenças de exploração comercial para no mínimo cinco usinas termelétricas conectadas à rede (UTE - usina termelétrica) Rio Claro no estado de Mato Grosso, UTE Santa Terezinha Paranacity no estado do Paraná, UTE Viralcool no estado de São Paulo, UTE Giasa no estado da Paraíba e Giasa II no estado da Paraíba)[2], que contribuirão para aumentar o fator de emissão de GEE do sistema elétrico brasileiro. A atividade do projeto irá reduzir essas emissões gerando eletricidade sem a combustão de combustíveis fósseis, que gerariam (e liberariam) CO_2 na atmosfera.

O projeto PCHARS impulsiona o fornecimento de eletricidade com energia hidrelétrica limpa e renovável contribuindo ao mesmo tempo para o desenvolvimento econômico regional/local. Por ocasião da concepção do projeto, ficou entendido que a implementação do projeto aumentaria o fornecimento de energia durante um tempo oportuno, possibilitando que a taxa de crescimento da região centro-oeste fosse mantida à ordem de 4% por ano durante o período de 1985 a 2002 (Ministério de Integração Nacional ,

[1] *Fonte: Fonte de Dados de Geração da ANEEL (BIG – Banco de Informações de Geração) - www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.asp?cmbEstados=MT:MATO%20GROSSO*

[2] *Fonte: Boletim Energia, número 97, 2003 - http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/BOLETIM_ENERGIA_097.htm*

Plano Estratégico de Desenvolvimento do Centro-Oeste) e reduzindo o risco de um déficit de eletricidade.[3]

Usinas hidrelétricas a fio-d'água[4] de pequena escala como a PCHARS fornecem energia gerada localmente, ao contrário das grandes hidrelétricas e usinas movidas a gás natural construídas nos últimos 5 anos. Esses projetos de pequena escala também oferecem benefícios locais que incluem:

- Aumento da confiabilidade com redução do número e duração das interrupções de energia;
- Requisitos menores de margem de reserva;
- Melhoria da qualidade da energia;
- Redução das perdas de linhas;
- Controle de energia reativa;
- Mitigação da congestão de transmissão e distribuição; e
- Aumento da capacidade do sistema com redução de investimento T&D.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma Parte anfitriã)	Entidade (s) privada e/ou pública Participantes do projeto (*) (conforme aplicável)	Favor indicar se a parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (sim/não)
Brasil (anfitrião)	Tecnovolt Centrais Elétricas S/A (privada)	Não
(*) Em conformidade com os procedimentos e modalidades de MDL, por ocasião do anúncio público do MDL-PDD no estágio de validação, uma parte envolvida pode não ter dado sua aprovação. Por ocasião da solicitação de registro, a aprovação da parte (s) envolvida (s) é necessária		

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

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

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado, etc.:

Estado do Mato Grosso (Região centro-oeste do Brasil)

[3] *http://www.integracao.gov.br/desenvolvimentodocentrooeste/plano/index.asp*

[4] *De acordo com a Eletrobrás (1999), os projetos a fio-d'água são definidos como "os projetos em que a taxa de fluxo da estação seca do rio é a mesma ou mais alta do que o mínimo necessário para as turbinas".- http://www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_PCH-COM/capitulos.asp - "Tipos de Pequenas Centrais Hidrelétricas".*

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc:

Município de Nova Ubiratã

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

A PCHARS está localizada no quilômetro 91 do rio Von Den Steinen na Fazenda Itapira, município de Nova Ubiratã, estado do Mato Grosso, Brasil. As Coordenadas são 13º05'57" Sul, 54º49'08"Oeste. A Figura 1 mostra a localização do projeto no estado do Mato Grosso através de um mapa de planta de engenharia:

Figura 1: Localização da Atividade do Projeto

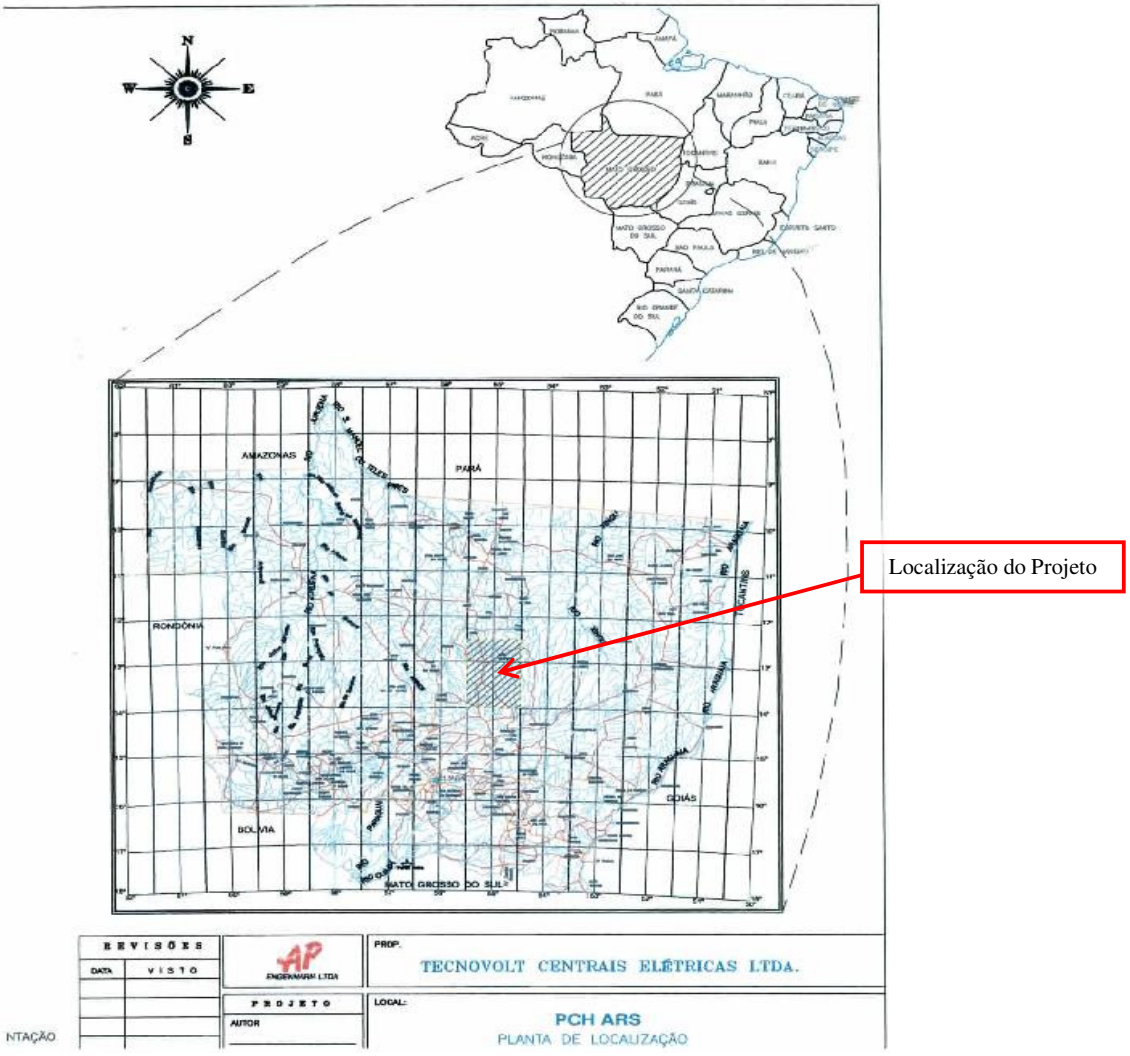

Figura 1: Localização da Atividade do Projeto

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

De acordo com a lista de categorias de atividade de projeto de MDL de pequena escala contidas no Anexo B do M&P Simplificado para as Atividades de Projeto MDL de Pequena Escala, o projeto PCHARS corresponde a:

Tipo I: Projetos de Energia Renovável

Categoria D: Geração de Energia para um Sistema

A PCHARS, com uma capacidade instalada de 6,66 MW, é introduzida no contexto regional como uma planta de baixo impacto, cuja represa é desenhada para funcionar como a fio-d'água.

Os projetos a fio-d'água não incluem armazenamento significativo de água e, portanto, precisam utilizar completamente o fluxo de água. Um projeto típico a fio-d'água envolve uma represa de desvio de pequeno nível geralmente localizada em uma corrente de fluxo veloz. De acordo com a Eletrobrás[5] (1999), os projetos a fio-d'água são definidos como "os projetos nos quais a taxa de fluxo da estação seca do rio é igual ou mais alta do que o mínimo necessário para as turbinas". Uma represa de desvio de nível menor aumenta suficientemente o nível de água no rio para permitir que a estrutura de entrada seja localizada na lateral do rio. A entrada consiste de um filtro de resíduos e de uma abertura submersa com um portão de entrada. A água da entrada normalmente é transportada através de um cano (denominado comporta/túnel de adução) na direção descendente para uma usina construída a jusante da abertura e no nível mais baixo possível para obter a máxima pressão/elevação na turbina.

Os equipamentos e tecnologia a serem utilizados no projeto PCHARS foram aplicados com sucesso em projetos similares no Brasil e no mundo. Os equipamentos a serem utilizados no projeto são desenvolvidos e fabricados localmente.

Equipamentos estimados a serem instalados:

- Turbinas: fabricadas por Hidráulica Industrial – Hisa
- Geradores: fabricados por Seme/Flessak
- Painéis de Comando: fabricados por Seme/Flessak
- Duas turbinas Francis e sistema de geradores de 3,33MW cada.

De acordo com o Despacho 911[6] da ANEEL :

- Capacidade Instalada: 6,66 MW
- Energia Garantida: 5,23 MW
- Área de Reservatório: 1,64 km^2

Os principais componentes da pequena usina hidrelétrica incluem os seguintes:

Características da Represa

[5] *Eletrobrás – Companhia Elétrica do Brasil*

[6] *http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2004911.pdf*

Tabela 1: Características da represa

Características Gerais	
Vida útil	400 anos
Perímetro	13,57 km
Profundidade Média	4 m
Profundidade Máxima	7,5 m
Tempo de Formação	2 dias
Comprimento de Margem	485,50 m
Altura da Represa	10,50 m
Níveis de Água (rio acima)	
Nível Normal	328,50 m
Nível Mínimo	328,00 m
Nível de Capacidade Máxima	330,50 m
Níveis de Água (rio abaixo)	
Nível Normal	314,00 m
Normal no duto de escape	312,75 m
Vazão	
Vazão Média de Longo Prazo (MLT)	55,80 m^3/s
Vazão Máxima do Rio	128,00 m^3/s
Vertedor de Inundação (500 anos)	233,00 m^3/s
Vazão MLT Específico	26,60 $l/s/km^2$
Vazão Específica em 95% do tempo	11,00 $l/s/km^2$
Área Inundada	
Normal Máxima	1,64 km^2
Normal Mínima	1,64 km^2
Capacidade Máxima	2,10 km^2

Turbinas

Tabela 2: Características das turbinas

Características Gerais	
Tipo	Francis
Número de Turbinas	2
Altura Líquida de Queda	15,15 m
Vazão Nominal Unitária	25 m^3/s
Potência Unitária	3.265 kW

Rotação Nominal	180 rpm

Geradores

Tabela 3: Características dos geradores

Características Gerais	
Tipo	Gerador Estático Trifásico
Número de Geradores	2
Tipo de Gerador	Trifásico síncrono
Potência por Unidade	4000 kVA
Rotação	180 rpm
Tensão Nominal	6.900 V
Fator de Potência	0,80
Número de Pólos	40
Posição do Eixo	Horizontal

Transformadores

Tabela 4: Características dos transformadores

Características Gerais	
Tipo	Transformador a óleo trifásico
Potência Nominal	4,16 MVA
Tensão Primária	3,8 kV
Tensão Secundária	34,5 kV
Frequência	60 Hz
Conexão da alta tensão	Estrela/triângulo com ligação a terra
Número de transformadores	1

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

As reduções de emissões são a quantidade total de CO_2e que ocorreria na ausência do projeto proposto pelas usinas elétricas movidas a combustíveis fósseis considerando a margem de operação e margem de construção do SIN.

As reduções *ex-ante* totais de emissões são estimadas em 59.074 tCO_2e para o período creditício escolhido de 7 anos. Favor notar que as reduções efetivas das emissões serão baseadas em dados monitorados e podem diferir da estimativa mostrada abaixo.

Tabela 5: Quantidade estimada das reduções de emissões

Anos	Estimativa das reduções anuais de emissões em toneladas de CO_2e
Ano 2010	8.439
Ano 2011	8.439
Ano 2012	8.439
Ano 2013	8.439
Ano 2014	8.439
Ano 2015	8.439
Ano 2016	8.439
Total das reduções estimadas (toneladas de CO_2e)	**59.074**
Total número de anos de crédito	**7**
Média anual das reduções estimadas ao longo do período de crédito (tCO_2e)	8.439

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

Nenhum financiamento público foi utilizado para financiar esta atividade de projeto.

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

Em conformidade com o Anexo C do M&P Simplificado para as Atividades do Projeto de MDL de Pequena Escala, o projeto PCHARS não é um componente separado de uma atividade de projeto de MDL maior.

A atividade de projeto é uma usina hidrelétrica independente que gera eletricidade e fornece para a rede, não relacionada com qualquer outra atividade de projeto de MDL na região, existente ou planejada. O projeto não tem outra atividade de projeto de MDL de pequena escala registrada, ou solicitações de registro de outras atividades de projeto de MDL de pequena escala:

- na mesma categoria de projeto;
- registrada no prazo de 2 anos anteriores; ou
- projeto, cujo limite esteja no raio de 1 km do limite do projeto da atividade de pequena escala proposto no seu ponto mais próximo.

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

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

Como mencionado acima, de acordo com a lista de categorias de atividades de projeto de MDL de pequena escala contida no Anexo B do M&P Simplificado para as Atividades de Projeto de MDL de Pequena Escala, o projeto PCHARS corresponde a:

Tipo I: Projetos de Energia Renovável
Categoria D: Geração de Eletricidade para um Sistema

Assim, a metodologia utilizada nesta atividade de projeto é AMS-I.D: Geração de Eletricidade Renovável Conectada à Rede Elétrica (Versão 13).

B.2 Justificativa da escolha da categoria de projeto:

De acordo com AMS ID, versão 13:

Tecnologia/medida

1. Esta categoria compreende unidades de geração de energia renovável, como fotovoltaica, hídrica, de marés/ondas, eólica, geotérmica e biomassa renovável, que fornecem eletricidade para e/ou deslocam eletricidade de um sistema de distribuição de eletricidade que é ou teria sido alimentado por no mínimo uma unidade de geração movida a combustível fóssil.

O projeto consiste na geração de energia renovável que fornece eletricidade para um sistema de distribuição movido a combustível fóssil; portanto, a atividade de projeto proposta cumpre este critério de aplicabilidade.

2. Se a unidade adicionada tiver componentes renováveis e não renováveis (p.ex., unidade eólica/a diesel), o limite de elegibilidade de 15MW para uma atividade de projeto de MDL de pequena escala aplica-se apenas ao componente renovável. Se a unidade adicionada for movida também a combustível fóssil, a capacidade de toda a unidade não deverá exceder o limite de 15MW.

O projeto consiste da geração de energia renovável com uma capacidade total instalada de 6,66 MW; assim, a atividade de projeto proposta cumpre este critério de aplicabilidade.

3.Sistemas combinados de calor e energia (co-geração) não são elegíveis sob esta categoria.

Não aplicável, considerando-se que não há nenhum sistema de co-geração na atividade de projeto proposta.

4. No caso de atividades de projeto que envolvem a adição de unidades de geração de energia renovável em uma instalação existente de geração de energia renovável, a capacidade adicionada das unidades adicionadas pelo projeto deve ser menor que 15 MW e deve ser fisicamente distinta das unidades existentes.

Não aplicável, já que o projeto não está adicionando unidades de geração de energia a uma instalação de geração de energia renovável existente.

5. Atividades de projeto que visam modernizar ou modificar uma instalação existente de geração de energia renovável estão incluídas nesta categoria. Para se qualificar como um projeto de pequena escala, a saída total da unidade modernizada ou modificada não deve exceder o limite de 15 MW.

Não aplicável, já que o projeto não modifica ou moderniza uma instalação existente de geração de energia renovável.

Resumindo, como um projeto de geração de energia renovável, de acordo com a declaração da metodologia AMS-ID – versão 13, a PCHARS qualifica-se nesta categoria de projeto porque:

- A atividade do projeto é uma usina de energia hidrelétrica.
- A atividade do projeto fornece eletricidade para o SIN.

A PCHARS tem uma capacidade instalada de 6,66 MW, que é mais baixa que 15 MW, e assim, a atividade do projeto qualifica-se como uma atividade de projeto de pequena escala e permanecerá abaixo dos limites da atividade de projeto de pequena escala todos os anos do período creditício. A capacidade da atividade de projeto proposta não excederá 15 MW.

B.3. Descrição do limite do projeto:

De acordo com a metodologia AMS ID versão 13, o limite do projeto engloba o local físico e geográfico da fonte de geração hidrelétrica.

O Brasil tem um fator de emissão único da rede, determinado pelo MCT (Ministério de Ciência e Tecnologia). O MCT[7] publicou uma resolução (número 08 em 26/05/2008) que estabelece um fator de emissão único para todo o SIN.

O limite do projeto engloba o local físico e geográfico da fonte de geração hidrelétrica, representada pela bacia hidrográfica do rio Von Den Steinen próxima à instalação da usina elétrica e do SIN.

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

A linha de base pode ser definida como a continuação das práticas atuais, que é a situação atual do sistema elétrico brasileiro sem a geração elétrica da PCHARS e sua contribuição para o SIN.

De acordo com a categoria do projeto, e metodologia correspondente, a linha de base é a energia produzida pela unidade de geração renovável (MWh) multiplicada por um coeficiente de emissão (tCO_2e/MWh) calculado de forma transparente e conservadora tal como:

a) Um fator de emissão de margem combinada (MC), consistindo da combinação dos fatores de emissão da margem de operação (MO) e da margem de construção de acordo com os procedimentos estabelecidos em "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". Qualquer um dos quatro procedimentos para calcular a margem de operação pode ser

[7] *http://www.mct.gov.br*

escolhido, mas as restrições ao uso dos cálculos de MO Simples e MO Média deverão ser considerados, ou

b) As emissões médias ponderadas (em tCO_2e/MWh) do "mix" atual de geração. Os dados do ano em que a geração do projeto ocorrer deverão ser utilizados.

Para esta atividade de projeto, a primeira opção (opção a) é escolhida.

Historicamente, a maior parte da geração no Brasil baseou-se em hidrelétricas de grande e médio portes. No entanto, os recursos hidrelétricos mais baratos foram exauridos. Usinas elétricas movidas a gás requerem um custo de capital muito mais baixo, representando assim um baixo risco financeiro para o investimento. O Brasil também tem usinas termelétricas que utilizam carvão, óleo combustível e diesel. Como as usinas elétricas movidas a combustíveis fósseis têm um custo operacional mais alto se comparado às hidrelétricas, provavelmente elas serão substituídas pela geração de qualquer hidrelétrica adicionada ao sistema. Assim, é razoável escolher a primeira opção para calcular o fator de emissão da rede.

A "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" indica que o fator de emissão da rede é determinado pelos seguintes seis passos:

1. Identificar o sistema de energia elétrica relevante
2. Selecionar um método de margem de operação (MO)
3. Calcular o fator de emissão de margem de operação
4. Identificar o grupo de unidades de energia a ser incluído na margem de construção
5. Calcular o fator de emissão da margem de construção
6. Calcular o fator de emissão de margem combinada calculando a média ponderada do fator de emissão da margem de operação e do fator de emissão da margem de construção

O fator de emissão do Brasil é calculado pelo MCT com base na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". O fator de emissão do SIN é uma combinação do fator de emissão de margem de operação, refletindo a intensidade das emissões de CO_2 da margem de dados de despacho e do fator de emissão de construção, refletindo a intensidade das emissões de CO_2 das últimas usinas elétricas construídas.

Fontes de dados de linha de base

O MCT publicou uma resolução (número 08 em 26/05/2008) que estabelece um fator de emissão único para todo o SIN. Esse Fator de Emissão deve ser adotado para as atividades do projeto de MDL, conforme declarado na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".

EF_{OM} e EF_{BM}, respectivamente fator de emissão de Margem de Operação e fator de emissão de Margem de Construção, foram fornecidos pelo MCT e calculados sob o método: ***Margem de operação da análise de dados de despacho.*** Considerou-se o padrão w_{OM} e w_{BM} (50% e 50% respectivamente) de acordo com a ferramenta mencionada, para o primeiro período creditício.

Todos os documentos de explicação e cálculo do fator de emissão podem ser encontrados no website do MCT (http://www.mct.gov.br).

A tabela abaixo resume os principais dados necessários para a determinação *ex-ante* das emissões de linha de base:

Tabela 6: Principais dados

Dados	Fonte	Valor
Estimativa *ex-ante* da geração de Eletricidade da PCHARS	Tecnovolt Centrais Elétricas S/A	45.815[8] MWh/ano
Fator de emissão para o SIN	O fator de emissão é calculado pelo MCT com os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). O $EF_{grid,MC,y}$, o fator de emissão para o SIN, itens da fórmula, EF_{OM} e EF_{BM}, também são monitorados e calculados pelo MCT e ONS, com os Dados de Despacho do SIN. Para cada ano, este valor é recalculado, assim, esse valor foi calculado para o ano de 2007, de acordo com o MCT.	0,1842 tCO_2/MWh

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

Consideração prévia de MDL

De acordo com o Glossário de termos do MDL: "*A data de início de uma atividade de projeto de MDL é a data na qual a implementação ou construção ou ação real (o que for anterior) de uma atividade de projeto tiver início.*"

A atividade do projeto foi iniciada em 4 de janeiro de 2006 (o Contrato de Compra de Gerador foi assinado). No entanto, a PCHARS está programada para fornecer eletricidade para a rede em junho de 2009. Não obstante, alcançar esta meta demandou esforços para superar várias barreiras.

O MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade de projeto. Esta evidência é baseada na ação de parceiros que se reuniram na Tecnovolt Centrais Elétricas S/A, em 10 de setembro de 2001. Foi declarado que os participantes do projeto realizariam o MDL para obter créditos de carbono e melhorar a viabilidade do projeto. Embora o Patrocinador do Projeto tenha considerado seriamente os benefícios do MDL nos anos iniciais, eles encontraram dificuldades para celebrar um acordo bem sucedido com um desenvolvedor de projeto de MDL e também se confrontaram com atrasos importantes do projeto (detalhados na avaliação de adicionalidade). Não obstante, o Patrocinador do Projeto não desistiu e continuou a busca por uma empresa para desenvolver o projeto de MDL. Após algum tempo, o Patrocinador do Projeto finalmente conseguir celebrar um contrato com uma empresa, infelizmente o atraso no processo não possibilitou utilizar os benefícios dos anos iniciais de operação, mas ainda em

[8] *Mais detalhes sobre a estimativa ex-ante de linha de base e estimativa ex-ante de geração de eletricidade são fornecidos na Seção B.6.3*

tempo para contribuir com vários pagamentos relacionados à operação ou pagamentos de empréstimos. Essas ações confirmam que o MDL foi seriamente considerado para esta atividade de projeto em conformidade com os critérios expressos no Anexo 46 da reunião 41 do Conselho Executivo[9].

A cronologia preparada para a EOD avaliar a séria consideração dada ao MDL no processo de tomada de decisão e implementação do projeto é incluída no Anexo 6.

Adicionalidade

Em conformidade com o Apêndice A do Anexo B do M&P Simplificado para Atividades de Projeto MDL de Pequena Escala, uma análise de barreira poderia ser feita para demonstrar a adicionalidade do projeto, conforme descrito abaixo

> "*Os participantes do projeto deverão apresentar uma explicação para demonstrar que a atividade de projeto não teria ocorrido de qualquer forma devido a pelo menos uma das seguintes barreiras:*
>
> *(a) Barreira de investimento: uma alternativa mais viável do ponto de vista financeiro à atividade do projeto teria levado ao aumento de emissões;*
>
> *(b) Barreira tecnológica: uma alternativa menos avançada em termos tecnológicos à atividade do projeto envolve riscos menores devido à incerteza de desempenho ou ao baixo market share da nova tecnologia adotada para a atividade do projeto e, assim, teria levado ao aumento das emissões;*
>
> *(c) Barreira devido à prática predominante: a prática predominante ou requisitos regulatórios ou políticos existentes teriam levado à implementação de uma tecnologia com emissões mais altas;*
>
> *(d) Outras barreiras: sem a atividade de projeto, por outro motivo específico identificado pelo participante do projeto, como barreiras institucionais ou limitação de informações, recursos gerenciais, capacidade organizacional, recursos financeiros ou capacidade para absorver novas tecnologias, as emissões teriam sido mais altas."*

A explicação a seguir fornece os motivos pelos quais a atividade do projeto não teria ocorrido de nenhuma maneira devido às seguintes barreiras.

Prática de Negócios Predominante

A prática de negócios predominante no Brasil tem sido a de construir grandes usinas hidrelétricas e, mais recentemente, termelétricas baseadas em gás natural. Essa prática comum tornou-se uma barreira para investir em pequenos projetos de energia renovável que enfrentam barreiras importantes como, entre outras, a obtenção de financiamento e garantias financeiras para o desenvolvimento do projeto.

A criação de vários programas é forte evidência de que os projetos de energia renovável não são viáveis no contexto brasileiro. Embora os vários programas e incentivos tenham sido lançados nos últimos anos, o fato de que eles nunca foram implementados com sucesso indica a dificuldade e as barreiras encontradas para a implementação de pequenos projetos hidrelétricos no país.

[9] *http://cdm.unfccc.int/EB/041/eb41_repan46.pdf*

Essa barreira pode ser exemplificada por um Programa denominado PCH-COM[10] que foi estruturado no final de 2000 e teve início em 2001. Em 2001, a Eletrobrás, em parceria com o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) lançou o programa PCH-COM, cuja meta principal era dar suporte e estimular a construção de pequenas hidrelétricas. Esse programa consistia do financiamento do projeto pelo BNDES e da comercialização da energia pela Eletrobrás (Companhia Elétrica Brasileira). Se o projeto fosse aprovado, dois contratos deveriam ser assinados: o financiamento com o BNDES e o Contrato de Compra de Energia (PPA) com a Eletrobrás. O programa não teve sucesso devido aos tipos de garantias exigidas e às cláusulas dos contratos (i.e., o projeto não foi considerado em uma base de financiamento de projeto e, portanto, o financiador exigia garantias diretamente do proprietário do projeto e não do próprio projeto), baixo valor de preço fixo, etc; isso constituiu muitas vezes uma barreira para os patrocinadores do projeto.

Após o PCH-COM, o governo criou o programa PROINFA[11] em 2002 , que previa o aumento da fatia de geração de energia renovável pela adição de 3.299,40 MW de capacidade instalada oferecendo ao mesmo tempo contratos de longo prazo com condições especiais, custos mais baixos de transmissão e taxas de juros menores dos bancos locais de desenvolvimento. O Programa atraiu a atenção de vários investidores potenciais mas outros, como a Tecnovolt, não mostraram interesse devido, entre outros, ao preço oferecido pela eletricidade vendida para a rede.

Em 2005, o BNDES apresentou a versão final da sua linha de incentivo de financiamento para PROINFA[12], diferente da primeira e além disso, o governo estabeleceu que os benefícios do MDL eventualmente obtidos dos projetos sob o PROINFA, pertenceriam à Eletrobrás. A percepção final de muitos empresários foi a de não considerar esses programas suficientemente atraentes.

Ciente das dificuldades mencionadas acima, a Tecnovolt Centrais Elétricas S/A decidiu não se candidatar ao PROINFA por não considerá-lo atraente (os benefícios oferecidos não eram importantes, requisitos e garantias eram necessários; e outros benefícios que o projeto poderia obter, como RCEs, deviam ser transferidos. Ou seja, os direitos de desenvolver e obter o benefício do MDL serão da Eletrobrás), assim, a atividade de projeto proposta não tem acesso aos benefícios do programa.

Ao final, esses incentivos constituíram uma perda de dinheiro e tempo tentando apresentar projetos para esses programas e percebendo, após algum tempo, que eles não serviriam para remover as barreiras e, consequentemente, outras alternativas de financiamento deveriam ser encontradas.

O aspecto fundamental da análise da prática de negócios predominante está relacionado à participação marginal das pequenas hidrelétricas no portfólio elétrico do Brasil. Uma análise, baseada em dados disponíveis em 27 de abril de 2009, mostra que[13]:

a) Havia 163 projetos de pequenas hidrelétricas aprovados no Brasil entre 1998 e 2009, cuja construção ainda não foi iniciada.

---

[10] PCH-COM - http://www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_PCH-COM/conceituacao.asp

[11] http://www.eletrobras.com/elb/main.asp?ViewID={ABB61D26-1076-42AC-8C5F-64EB5476030E}&params=itemID={4CD80A9D-8141-489C-AE9A-9A81D0E177E0};&UIPartUID={D90F22DB-05D4-4644-A8F2-FAD4803C8898}

[12] http://www.bndes.gov.br/noticias/2005/not059_05.asp

[13] Fonte: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15 (Capacidade Geração Brasil, April 2009)

b) As pequenas hidrelétricas em operação correspondem a menos de 2,52 % do total de energia elétrica gerada no país.

c) 72,33% e 22,66% de toda a energia gerada no Brasil é gerada respectivamente por grandes hidrelétricas e termelétricas.

Devido a todos os motivos acima expostos, e apesar de todos os incentivos do governo, é possível concluir que:

1) A prática comum no Brasil tem sido a de construir hidrelétricas de grande porte e, mais recentemente, termelétricas baseadas em gás natural.

2) A construção de termelétricas tem sido mais atraente do que a construção de pequenas hidrelétricas.

O gráfico abaixo ilustra a geração total de energia elétrica no Brasil:

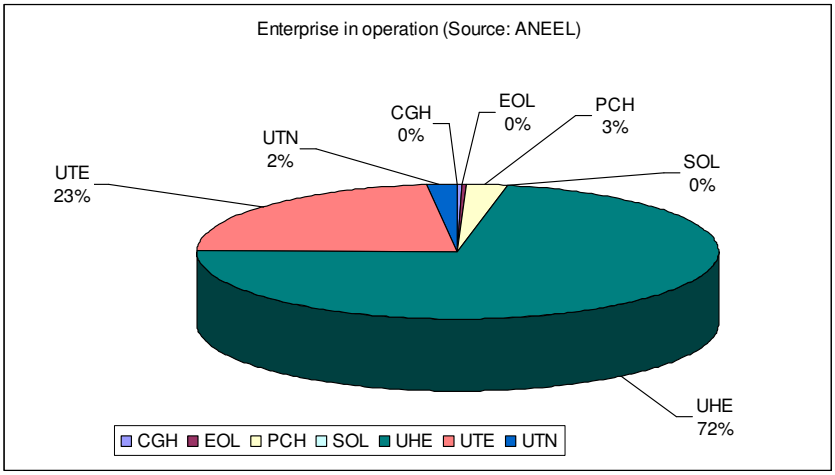

Figura 3: geração total de energia no Brasil (fonte: ANEEL)

Legenda:
Usinas em operação (Fonte: ANEEL)

A tabela abaixo indica as referências para o gráfico acima.

Tabela 5: Legenda da figura 3

Legenda	
CGH	Hidrelétrica de propriedade de auto-produtores
EOL	Usina de Energia Eólica

Edited by Foxit Reader
Copyright(C) by Foxit Software Company,2005-2007
For Evaluation Only.

PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SOL	Planta de Energia Solar
UHE	Hidrelétrica Convencional
UTE	Termelétrica
UTN	Planta de Energia Nuclear

Como visto no gráfico, independentemente dos esforços políticos e econômicos feitos pelo governo, a capacidade de energia instalada de PCH não mostrou um aumento significativo. Este é o motivo pelo qual pequenas usinas hidrelétricas não podem ser consideradas prática comum no Brasil, já que elas representam apenas 2,52% do total de geração elétrica do país.

Além disso, se considerarmos a geração do estado do Mato Grosso, é possível verificar que há 42 pequenas centrais hidrelétricas (abaixo de 30 MW de acordo com a definição da ANEEL) em operação em maio de 2009; no entanto, a maioria dessas PCHs é diferente da atividade de projeto proposta e, o aspecto mais importante; elas foram instaladas considerando-se incentivos adicionais como o programa PROINFA ou receitas do MDL.

Levando em consideração que a PCHARS é um projeto de pequena escala (energia instalada abaixo de 15 MW), que é classificado como PIE – Produtor Independente de Energia e que essa planta não se candidatou ao PROINFA, apenas três plantas são encontradas com características similares no estado do Mato Grosso (mais detalhes no Anexo 8 deste DCP):

- A Planta do Rio Prata com 2,135 MW na região oeste do Mato Grosso;
- A Planta da Camargo Correa (Arrossensal) com 4,230 MW na região centro-sul do Mato Grosso;
- A Planta Santa Lucia com 5,000 MW na região oeste do Mato Grosso

Como há 120 Usinas Elétricas operando no estado do Mato Grosso, essas três plantas representam apenas 2,5 % da quantidade total de plantas no estado.

Concluindo, a PCHARS não pode ser considerada prática comum já que a quantidade total de pequenas usinas hidrelétricas com condições similares às da atividade de projeto proposta, representa apenas 2,5% da quantidade total operando no estado do Mato Grosso. A prática comum no Brasil é a instalação e operação de grandes hidrelétricas, como plantas termelétricas e enormes termelétricas e, portanto, a PCHARS, não se enquadra como negócio no cenário do tipo comum. A prática predominante, requisitos regulatórios ou políticas existentes teriam levado à implementação de uma tecnologia com emissões mais altas.

Outras Barreiras:

- *Atrasos significativos na implementação*: Outro motivo para o número reduzido de atividades de projeto similares no Brasil é o ônus financeiro, principalmente para o financiamento de pequenas hidrelétricas, quando o financiador exige garantias diretas do desenvolvedor do projeto.

As altas garantias exigidas para financiar um projeto de energia são uma barreira ao desenvolvimento de novos projeto neste setor. Seguro, garantias financeiras e consultores financeiros são exigências que aumentam os custos desses projetos e uma barreira de viabilidade para seu financiamento. Outra barreira é o contrato de compra e venda de energia elétrica. Esses contratos são exigidos para obter financiamento de longo prazo dos bancos. A falta de contratos comerciais adequados para os compradores de energia influencia diretamente o processo de negociação entre os bancos e o desenvolvedor do projeto. Como a maioria das concessionárias brasileiras não tem um histórico de crédito satisfatório, isso se torna uma barreira para processos de financiamento de longo prazo.

No caso da PCHARS, o proprietário do projeto perdeu muito tempo tentando obter financiamento de diferentes entidades. Uma das primeiras tentativas para solicitar financiamento para o projeto PCHARS foi feita junto ao Banco BNDES em 2004. A segunda tentativa foi junto ao Banco do Brasil. Os processos demoraram cerca de dois anos durante os quais várias reuniões foram feitas, garantias foram exigidas, informações do projeto foram fornecidas e assim por diante. Por fim, após algum tempo, apesar dos esforços feitos e tempo gasto, o financiamento junto a esses bancos não foi obtido. O desenvolvedor percebeu as garantias excessivas exigidas para fornecer o financiamento, além do excesso de burocracia, responsável por importantes atrasos sofridos pelo projeto. Embora o papel do banco como uma instituição financeira é o de mitigar riscos, a situação foi entendida como uma barreira de mercado.

Outra tentativa de financiamento do projeto foi feita junto à Caixa Econômica Federal em 2005. Embora o projeto felizmente tenha obtido o financiamento, mais de dois anos foram gastos para obter sua aprovação. Apesar da confirmação da aprovação financeira em maio de 2007, vários problemas surgiram antes da assinatura final do contrato, que permitiu a disponibilidade dos fundos em agosto de 2007 (apenas uma parte do valor total).

Essas barreiras levaram a importantes atrasos do projeto, no processo de obtenção de aprovação financeira e, mais tarde, devido à estação das chuvas quando ela foi obtida; isso resultou em mais dificuldades como mudanças da situação econômica, várias emendas contratuais ao Contrato de Compra de Energia, várias alterações do cronograma do projeto que tinham que ser submetidas à aprovação da ANEEL, a necessidade de solicitar prorrogação do período de garantia, várias renovações de licença de instalação ambiental e assim por diante.

O tempo gasto no recebimento de fundos não apenas produziu a perda do melhor período para os trabalhos de construção civil mas também impediu o pagamento necessário ao fornecedor de equipamentos, que precisava dos recursos para adquirir a matéria-prima para dar início à fabricação dos equipamentos.

Como consequência desses atrasos, que levaram o proprietário do projeto a sofrer as mudanças da situação econômica; o projeto foi afetado pelo aumento dos custos de materiais para desenvolvimento do projeto e, em alguns casos, pela disponibilidade dos mesmos. Um exemplo disso foi o cimento que tinha que ser fornecido de Chapecó (estado de Santa Catarina), uma cidade distante quase 2.000 km do local do projeto. Essa situação gerou um importante aumento do custo previsto para construção civil e, consequentemente, do investimento necessário para o desenvolvimento do projeto.

Essa barreira demonstra claramente a alta percepção de risco do mercado de pequenas hidrelétricas e desestimula possíveis investidores porque os incentivos não são suficientes para garantir o lucro do projeto.

- *Localização desvantajosa do projeto:* Outra barreira estava relacionada à região em que o projeto está localizado que é uma área isolada e subdesenvolvida distante 500 km de Cuiabá (capital do Mato Grosso). Há um déficit de infraestrutura como estradas, fonte confiável de eletricidade, comunicação e transporte. O patrocinador do projeto precisou desenvolver algumas dessas instalações antes de dar início à implementação. Além disso, não há mão de obra qualificada na região devido à falta de escolas e universidades. As matérias primas necessárias para a implementação do projeto vêm de outros locais, distantes centenas de quilômetros do projeto.

- *Risco associado ao tipo de projeto:* Outra barreira inerente à tecnologia aplicada é o risco hidrológico, que é mais crítico para projetos a fio-d'água . Como este é um projeto a fio-d'água sem nenhuma área inundada, ele é mais intensamente afetado pelas flutuações hidrológicas e não pode produzir energia sob demanda, e nem produzir energia o suficiente durante alguns períodos do ano, diferentemente de uma usina movida a combustível fóssil. O projeto também é um risco com base em fatores hidrológicos como inundação ou erosão durante seu ciclo de vida operacional.

- *Aspectos regulatórios e macroeconômicos:* Outra barreira importante é o aspecto regulatório relacionado ao procedimento para a obtenção de licenças. Antes de obter uma licença para utilizar os recursos hídricos e implementar a PCH, há um investimento inicial para desenvolver os estudos de inventário do rio sem saber com certeza se a licença será concedida ou não.

  Adicionalmente, o valor da energia garantida, definido no projeto básico, modifica-se ao longo do processo e seu valor final será determinado apenas quando o empresário estiver comprometido com o projeto e já tiver feito um grande investimento inicial. A maior barreira é que o retorno financeiro está diretamente relacionado com a energia garantida, deixando o investidor vulnerável a essas variações. Investidores potenciais citam o alto grau de barreiras regulatórias e incertezas como um fator que os leva a exigir taxas mais altas de retorno para projeto com altos riscos ou a investir seu dinheiro em opções mais seguras e rentáveis.

  Apesar de várias tentativas do governo para modificar e criar regulamentações e incentivos, um quadro regulatório estável e de longo prazo que promova efetivamente a energia renovável no Brasil ainda não foi criado.

  Por outro lado, o ambiente macroeconômico do Brasil é caracterizado atualmente pelo alto grau de instabilidade e incerteza, portanto, para alcançar a rentabilidade apropriada aos riscos do projeto, o analista deverá prever ou estabelecer as probabilidades de todas (ou das mais importantes) características da economia que afetarão os preços (p.ex., taxas de inflação, demanda de energia), dívida (p.ex., taxa de juros ajustada à inflação) e outras. Além dessas, outras dificuldades geradas pelas incertezas em relação às variáveis regulatórias (descritas anteriormente), variáveis de engenharia (projeto, construção civil) e questões ambientais (licença e danos ambientais) podem levar à mudanças na programação, afetar o início das operações, levar a multas e a outros resultados possíveis que podem afetar o fluxo de caixa do projeto.

Conclusões

Conforme definido pela ANEEL[14], pequenas centrais hidrelétricas são usinas elétricas com capacidade instalada de 1 a 30 MW, e com um reservatório menor do que 3 km². Ela consiste geralmente de uma hidrelétrica a fio-d'água com um impacto ambiental mínimo. Este não é o cenário normal de negócios em um país em que grandes projetos hidrelétricos e termelétricas movidas a combustível fóssil são preferenciais. O MDL possibilitou para alguns investidores estabelecer pequenas hidrelétricas e vender eletricidade para a rede e isso motivou a implementação da PCHARS.

O registro da atividade de projeto proposta ajudará a PCHARS a melhorar seu desempenho econômico; contribuindo com várias despesas relacionadas à operação ou pagamentos de empréstimos e será um incentivo importante para superar as barreiras. Além disso, o registro do projeto poderá ter um forte impacto abrindo o caminho para a implementação de projetos similares no Brasil.

Considerando todas as avaliações acima, está claro que a atividade do projeto não teria ocorrido de nenhuma maneira devido às barreiras apresentadas e, portanto, a atividade de projeto proposta é adicional.

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

A atividade do projeto reduz principalmente o dióxido de carbono através da substituição da geração de eletricidade da rede com usinas elétricas movidas a combustíveis fósseis por eletricidade renovável. A redução de emissões ER_y, pela atividade do projeto durante um dado ano y é a diferença entre as reduções de emissão da linha de base (BE_y), emissões do projeto (PE_y) e emissões devidas a fugas (LE_y), conforme segue

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (1)$$

Considerando que a AMS-ID versão 13 não considera emissões do projeto e que a PCHARS é um projeto de pequena escala sem nenhuma área de reservatório; nenhuma emissão do projeto é considerada.

$$PE_y = 0 \quad (2)$$

O vazamento deve ser considerado apenas quando os equipamentos de geração são transferidos de outra atividade. Este não é o caso da PCHARS. Os equipamentos de conversão de energia para o projeto foram recentemente fabricados para as condições específicas do local. Portanto, não há nenhuma fuga associada com a atividade do projeto.

$$LE_y = 0 \quad (3)$$

Assim,

$$ER_y = BE_y \quad (4)$$

[14] *Resolução N. 394, 4 de dezembro de 1998.*

As reduções de emissões obtidas durante o ano *y* (ER_y, em tCO_2e/ano) são iguais às emissões da linha de base calculadas pela multiplicação do fator de emissão de margem combinada ($EF_{grid,MC,y}$ no tCO_2e/MWh) pela eletricidade gerada pela atividade de projeto proposta durante o ano *y* (EG_y, em MWh), conforme segue:

$$BE_y = EG_y \times EF_{grid,CM\ y} \quad (5)$$

Assim,

$$ER_y = EG_y \times EF_{grid,CM\ y} \quad (6)$$

O fator de emissão da margem combinada (MC) é uma combinação dos fatores de emissão da margem de operação (MO) e da margem de construção (MC) de acordo com os procedimentos descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".

A ferramenta indica que o fator de emissão da rede é determinado pelos seguintes seis passos:

1. Identificar o sistema de energia elétrica relevante
2. Selecionar um método de margem de operação (MO)
3. Calcular o fator de emissão da margem de operação
4. Identificar o grupo de unidades de energia a ser incluído na margem de construção
5. Calcular o fator de emissão da margem de construção
6. Calcular o fator de emissão da margem combinada calculando a média ponderada do fator de emissão da margem de operação e da margem de construção

O fator de emissão brasileiro é calculado com base na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" pelo MCT. O fator de emissão do sistema interligado é uma combinação do fator de emissão da margem de operação, refletindo a intensidade das emissões de CO_2 da margem de dados de despacho e do fator de emissão de construção, refletindo a intensidade das emissões de CO_2 da últimas usinas elétricas construídas.

O fator de emissão da margem combinada é calculado como a média ponderada do fator de emissão da margem de operação e o fator de emissão da margem de construção e é expresso em tCO_2/MWh.

$$EF_{grid,CM,y} = w_{OM} . EF_{grid,OM,y} + w_{BM} . EF_{grid,BM,y}$$

Onde

$EF_{grid,MO,y}$	=	Fator de emissão de CO_2 da margem de operação no ano *y* (tCO_2/MWh)
$EF_{grid,MC,y}$	=	Fator de emissão de CO_2 da margem de construção no ano *y* (tCO_2/MWh)
w_{OM}	=	Ponderando para fator de emissão da margem de operação (%)
w_{BM}	=	Ponderando para fator de emissão da margem de construção (%)

Neste caso, conforme a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade", o valor padrão de 50% será considerado para a ponderação dos fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção (i.e., $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$), durante o primeiro período creditício.

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado / Parâmetro:	$EF_{OM,Dispatch\ Data,y}$
Unidade do dado:	tCO_2/MWh
Descrição:	Fator de emissão da Margem de Operação dos Dados de Despacho da grade em um ano *y*
Fonte do dado usado:	O cálculo de $EF_{OM,DD,,y}$ é fornecido pelo MCT/ONS . Calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"
Valor aplicado:	0,2909
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Fator de emissão da Margem de Operação é calculado pelo MCT com os dados ONS. Os itens da fórmula $EF_{OM,\ DD,,\ y}$ também serão monitorados e calculados pelo MCT e ONS, com os Dados de Despacho do SIN.
Comentários:	Estes dados estão disponíveis no site da web: http://www.mct.gov.br

Dado / Parâmetro:	$EF_{BM,y}$
Unidade do dado:	tCO_2/MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO_2 da Margem de Construção da rede em um ano *y*.
Fonte do dado usado:	O cálculo de $EF_{BM,y}$ é fornecido pelo MCT/ONS (Centro Nacional de Despacho).
Valor aplicado:	0,0775
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O fator de emissão da Margem de Construção é calculado pelo MCT com os dados ONS. Os itens da fórmula EF_{BM},y também serão monitorados e calculados pelo MCT e ONS, com os Dados de Despacho do SIN.
Comentários:	Este dados estão disponíveis no web-site: http://www.mct.gov.br

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,MC,y}$
Unidade do dado:	tCO_2/MWh
Descrição:	Fator de emissão para a grade interligada do Brasil
Fonte do dado usado:	Dados para o cálculo de $EF_{grid,MC,y}$ são fornecidos pelo MCT/ONS (o centro nacional de despacho)
Valor aplicado:	0,1842

Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Os itens de fórmula $EF_{grid,MC,y}$, EF_{OM} e $EF_{BM,}$ também serão monitorados e calculados pelo MCT e ONS, com os Dados de Despacho do Sistema de Grade. Este valor é atualizado anualmente de acordo com os cálculos do MCT para o SIN.
Comentários:	http://www.mct.gov.br/

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

Como mencionado acima, as emissões por vazamento e emissões do projeto são zero, assim, as reduções de emissão são as mesmas que as emissões da linha de base:

$$ER_y = BE_y \quad (4)$$

$$ER_y = EG_y \times EF_{grid,CM,y} \quad (6)$$

Espera-se que a PCHARS gere cerca de 45.815 MWh por ano, como mostrado na tabela abaixo:

Tabela 9: Geração anual estimada de eletricidade

Capacidade da planta **(A)**	6,66 MW
Horas anuais **(B)**	8.760 hr/ano
Fator de capacidade **(C)**	0,785 [15]
Geração de eletricidade (A) x (B) x (C)	**45.815 MWh/ano**

Como mencionado acima, o fator de emissão da rede é determinado utilizando-se a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" como um fator de emissão de margem combinada consistindo da margem de operação e da margem de construção.

Como mostrado no Anexo 3, o fator de emissão da margem de operação é 0,2909 tCO_2/MWh e o fator de emissão da margem de construção é 0,0775 tCO_2/MWh. Em conformidade com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" – versão 1.1, o fator de emissão da rede resultante é:

$$EF_{grid,CM,y} = w_{OM}.EF_{grid,OM,y} + w_{BM}.EF_{grid,BM,y} = 0{,}1842\ tCO_2 / MWh$$

$$ER_y = 8.439\ tCO_2 / year$$

[15] *O fator de capacidade é calculado através da Capacidade Instalada dividida pela Energia Garantida, mencionada no Despacho 911 da ANEEL (detalhes na seção A.4.2)*

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

Tabela 10: Estimativa ex-ante das reduções de emissão durante o primeiro período creditício de 7 anos

Ano	Estimativa das emissões da atividade de projeto (tCO2e)	Estimativa das emissões de linha de base (tCO2e)	Estimativa de Vazamento (tCO2e)	Estimativa de Reduções Gerais (tCO2e)
2010	0	8.439	0	8.439
2011	0	8.439	0	8.439
2012	0	8.439	0	8.439
2013	0	8.439	0	8.439
2014	0	8.439	0	8.439
2015	0	8.439	0	8.439
2016	0	8.439	0	8.439
Total (toneladas de tCO_2e)	**0**	**59.074**	**0**	**59.074**

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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Dado/Parâmetro:	EG_y
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade gerada pela tecnologia renovável no ano *y*
Fonte do dado a ser usado:	Tecnovolt Centrais Elétricas S/A.
Valor do dado:	45.815
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Eletricidade entregue à rede será monitorada pelo projeto (vendedor) e pelo comprador através de medidor de energia conectado à rede e através de recibo de vendas. Esses dados serão medidos a cada 15 minutos e registrados mensalmente.
Procedimento GQ/CQ a serem aplicados:	Os equipamentos serão calibrados a cada dois anos, de acordo com os regulamentos da ONS.
Comentários:	Esses dados serão utilizados para calcular as reduções de emissão resultantes obtidas através da atividade do projeto. Os dados serão arquivados eletronicamente até dois anos após a conclusão do período creditício.

Data / Parâmetro:	$EF_{grid,MC,y}$
Unidade do dado:	tCO_2/MWh
Descrição:	Fator de emissão para a rede do SIN.
Fonte do dado a ser usado:	Dados para o cálculo de $EF_{grid,MC,y}$ são fornecidos pelo MCT/ONS (o centro nacional de despacho)
Valor do dado:	A ser calculado
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão *ex-post* será calculado pelo MCT com os dados da ONS. Os itens de fórmula $EF_{grid,MC,y}$, EF_{OM} e EF_{BM}, também serão monitorados e calculados pelo MCT e ONS, com os Dados de Despacho do Sistema de Grade. Este valor é atualizado anualmente de acordo com os cálculos do MCT para o SIN.
Procedimentos GQ/CQ a serem aplicados:	Esses dados são de uma fonte oficial e estão publicamente disponíveis. A margem de erro dos dados é Baixa.
Comentário:	http://www.mct.gov.br/

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

De acordo com o Tipo I, Categoria D das categorias de atividade do projeto de pequena escala contidas no anexo B do M&P Simplificado para Atividade de Projeto de MDL de Pequena Escala, o monitoramento consistirá da medição da eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

A energia gerada será transmitida para uma subestação pertencente à concessionária de energia elétrica. A PCHARS irá monitorar a geração de energia através de um sistema de supervisão (doravante designado SMF) no qual os parâmetros elétricos e outros parâmetros medidos serão registrados. O SMF tem a capacidade de gerar relatórios e manter registro de dados históricos.

A energia gerada será medida com dois equipamentos de medição, *Schneider Electric*, modelo ION 8600C e um medidor de reserva (modelo reserva), conectado a um painel. Se o medidor principal falhar ou for desativado, o medidor reserva continuará a medir e registrar a geração através do sistema.

Os medidores são instalados em painéis metálicos e podem ser visualizados mesmo se a porta do painel estiver fechada. No projeto PCHARS, os medidores estão localizados na cabina de transformadores elétricos. O sistema é bloqueado (incluindo os equipamentos internos do painel), verificado e lacrado pela CEMAT, para não permitir ao proprietário do projeto acesso aos equipamentos, garantindo a inviolabilidade do sistema. Para calibração, manutenção, configuração e download de valores armazenados, esses medidores utilizam dispositivos remotos externos que permitem a execução dessas tarefas sem a necessidade de desconectá-los.

A CEMAT (Companhia de Energia Elétrica do Mato Grosso – Comprador de Energia) monitorará a instalação do SMF, inspecionará os equipamentos, coordenará a supervisão e comissionamento, travará o SMF e aprovará os equipamentos para operação.

O proprietário do projeto é responsável pela instalação do SMF (compra de equipamentos, instalação e comissionamento), pelo envio dos dados para a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e pela comunicação com o Sistema de Coleta de Dados Energéticos (SCDE). O proprietário do projeto também fornecerá o acesso físico e remoto ao SMF.

O SMF está em conformidade com a norma 12[16] do ONS que regulamenta seus procedimentos para o SMF. O sistema será conectado à internet, possibilitando o acesso remoto (para a CCEE e partes envolvidas) para permitir a visualização da geração registrada.

Os equipamentos serão calibrados a cada dois anos, de acordo com as regulamentações do ONS. Esses equipamentos estarão online com a CCEE, que é responsável pela contabilização da energia fornecida.

O PCHARS irá designar uma pessoa qualificada para compilar todos os dados necessários para calcular de forma precisa as reduções de emissão de acordo com a metodologia aprovada. Os dados serão compilados de uma maneira aberta à auditoria de terceiros e entregue a EOD para fins de validação e certificação.

A metodologia de monitoramento é aplicada através de um modelo de planilha. A pessoa responsável pelo monitoramento do projeto deverá preencher as planilhas eletrônicas mensalmente. A planilha fornece automaticamente totais anuais das reduções de GHG realizadas pelo projeto.

Todos os dados monitorados serão arquivados durante o período creditício e posteriormente por dois anos.

Antes do primeiro período creditício, um procedimento interno por escrito será preparado cobrindo a qualidade e confiabilidade do processo de monitoramento, incluindo os seguintes itens essenciais:

- Procedimentos para treinamento, atualização periódica e eventual substituição de operadores e outros funcionários envolvidos no processo de monitoramento;
- Procedimentos para garantia de qualidade e calibração dos equipamentos de medição;
- Procedimentos para arquivo e back-up dos dados monitorados;
- Procedimentos para registro de atividades relacionadas aos itens acima mencionados.

A estrutura operacional e gerencial a ser implementada é a seguinte:
Legenda da figura:
Diretoria de Acionistas / Direção Financeira / Direção Técnica / Gerenciamento Local da Planta / Operadores da Planta / Manutenção (sub-contratada)

[16] *http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx*

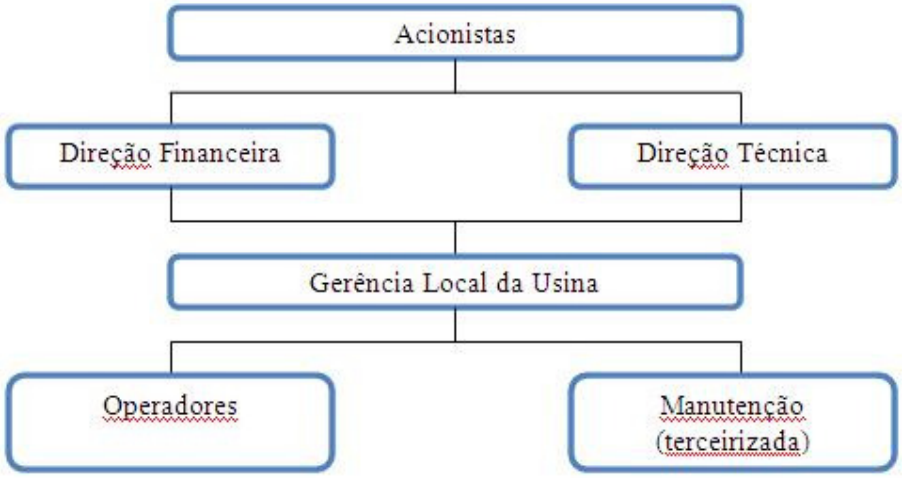

Figura 4: Estrutura operacional e gerencial

A Direção Técnica coordena o Gerenciamento Local da Planta, responsável pela verificação e registro da energia gerada no sistema de supervisão. Os Operadores da Planta poderão ter acesso às informações de energia e parâmetros, mas nem sempre terão permissão para modificar a geração ou controle do sistema de supervisão.

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

Data da conclusão: 01/12/2005 (revisto em 22/05/2009)

Nome da pessoa/entidade responsável:

- Fernando Alarcon Nogueira e Rocio Rodriguez , MGM International SRL
  Av. Luis Carlos Berrini, 1297 cj.121
  CEP 04571-010, São Paulo - Brasil
  Tel. (55 11) 5102 3844

Fernando Alarcon Nogueira e Rocio Rodriguez não são participantes do projeto.

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

C.1 Duração da atividade do projeto:

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

4 de janeiro de 2006 (Contrato de Compra de Geradores).

MDL – Conselho Executivo

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

25 anos 0 meses

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

C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável

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

01/01/2010 (ou na data do registro da atividade de projeto MDL).

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

7 anos 0 meses

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:

C.2.2.1. Data de início:

N/A

C.2.2.2. Duração:

N/A

SEÇÃO D. Impactos ambientais

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

O proponente de qualquer projeto que envolver a construção, instalação, expansão e operação de qualquer atividade poluente, potencialmente poluente ou qualquer outra atividade capaz de causar degradação ambiental, deve obter uma série de licenças da respectiva agência estadual do meio ambiente. Adicionalmente, qualquer uma dessas atividades demanda a preparação de um relatório de avaliação ambiental, antes da obtenção das licenças de construção e operação. Três tipos de autorização são necessários. A primeira é uma Licença Ambiental Prévia (LP) emitida durante a fase de planejamento do projeto que contém os requisitos básicos a serem cumpridos durante os estágios de construção e operação. A segunda é a Licença Ambiental de Instalação (LI) e, por último a Licença Ambiental de Operação (LO).

O processo é iniciado com uma análise preliminar (estudos preliminares) feita pelo departamento local de meio ambiente. Posteriormente, se o projeto for considerado ambientalmente viável, os patrocinadores devem preparar a Avaliação Ambiental Preliminar composta das seguintes informações:

- Motivos para a implementação do projeto;
- Descrição do projeto, incluindo informações sobre o reservatório e concessionária;
- Diagnóstico Ambiental Preliminar, mencionando os principais aspectos bióticos e antrópicos ;
- Estimativa preliminar dos impactos do projeto, e
- Possíveis medidas de mitigação e programas ambientais.

O envio bem sucedido dessas avaliações resulta em uma licença preliminar que reflete o entendimento dos conceitos ambientais do projeto pela agência local do meio ambiente.

Para obter a licença de instalação, será necessário apresentar: (a) informações adicionais à avaliação prévia; (b) uma nova avaliação mais detalhada e simplificada; ou (c) o PBA, de acordo com a agência local do meio ambiente quando a licença preliminar foi concedida. A licença de operação será obtida como resultado dos testes pré-operacionais realizados durante a fase de construção, para verificar se todas as exigências feitas pela agência local do meio ambiente foram satisfeitas.

Todos os documentos relacionados às licenças operacionais e ambientais são públicos e podem ser obtidos junto à agência estadual do meio ambiente (FEMA/MT).

Dado que o projeto está abaixo dos critérios da legislação ambiental para plantas de pequena escala (até 15 MW) e seu impacto reduzido, o processo de avaliação ambiental é acelerado.

A usina elétrica tem todas as licenças necessárias concedidas pela agência estadual do meio ambiente do Mato Grosso (FEMA):

- Número de licença de instalação 397/2003, emitida em 29 de dezembro de 2003
- Número de licença de instalação 154/2005, emitida em 2 de março de 2005
- Número de licença de instalação 1096/2007, emitida em 16 de maio de 2008
- Número de licença de Operação 297328/2009, emitida em 30 de abril de 2009

A implementação dos requisitos ambientais declarados nas licenças de instalação foi feita conforme solicitado. Esses requisitos continuam em vigor após a emissão da licença de operação, como parte do processo de licença de operação.

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

O projeto proposto é uma usina hidrelétrica a fio-d'água que envolve a construção de um pequeno reservatório. Portanto, o impacto ambiental é muito pequeno se comparado a outros tipos de alternativas de geração de energia.

MDL – Conselho Executivo

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

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

O projeto PCHARS teve seu processo de consulta das partes interessadas locais realizado duas vezes devido às novas regras estabelecidas pela CIMGC (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima), a AND brasileira. Consequentemente, o processo de consulta das partes interessadas locais teve que ser reavaliado e repetido de acordo com as novas regras.

O primeiro processo de consulta foi realizado em janeiro de 2007 seguindo as regras estabelecidas na Resolução N.1 emitida pela CIMGC.

Em março de 2008, a Resolução N.7 foi publicada pela CIMGC, modificando algumas regras previamente estabelecidas na Resolução N.1. Uma das modificações foi a inclusão de outra entidade a ser convidada para fazer comentários: o Ministério Público Federal. Assim, de acordo com a Resolução N.7, a consulta deveria ser realizada pelo patrocinador do projeto solicitando os comentários de no mínimo as seguintes entidades:

- Prefeitura Municipal
- Câmara dos Vereadores
- Órgão Ambiental Estadual
- Órgão Ambiental Municipal
- Fórum Brasileiro de ONGs
- Associações Comunitárias
- Ministério Público
- Ministério Público Federal

A segunda consulta das partes locais envolvida, de acordo com a Resolução N.7, foi realizada em janeiro de 2009.

As cartas convite foram enviadas informando que o conteúdo completo do Documento de Concepção do Projeto, além do Anexo 3 relativo à contribuição da Atividade do Projeto para o desenvolvimento sustentável, estariam disponíveis na internet em http://www.flessak.com.br/.

Informações de contato também foram especificadas na carta convite para receber comentários, dúvidas e opiniões sobre o projeto.

As partes interessadas locais convidadas para o processo de consulta foram as seguintes:

- Prefeitura Municipal (NovaUbiratã)
- Câmara dos Vereadores (NovaUbiratã)
- Agência Municipal do Meio Ambiente (NovaUbiratã)
  Secretaria Municipal da Agricultura e Meio Ambiente
- Agência Estadual do Meio Ambiente:
  SEMA – Secretaria de Estado do Meio Ambiente

FEMA – Fundação Estadual do Meio Ambiente
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento.
- Associação Comunitária (NovaUbiratã)
  ACENU – Associação Comercial Empresarial de Nova Ubiratã
- Ministério Público (NovaUbiratã)
- Ministério Público Federal
- ANEEL (agência nacional de energia elétrica)

As cartas convite, enviadas para as partes interessadas locais relacionadas acima, suas cópias e o aviso de recebimento (AR) foram apresentados para a EOD durante o processo de validação.

Para facilitar comentários das partes locais envolvidas, o seguinte questionário foi enviado:

1. Você considera que a situação social e econômica da região melhorará devido a implementação do projeto?
2. É possível ter uma melhora da situação ambiental da região devido à implementação do projeto?
3. Como lhe afeta pessoalmente (positiva ou negativamente) ou a sua volta o desenvolvimento do projeto?
4. Você recomendaria às empresas privadas ou às autoridades desenvolver projetos desta natureza?
5. Você considera que o projeto contribuirá para o Desenvolvimento Sustentável do Brasil?
6. Comentários adicionais que você deseja fazer.

Os seguintes documentos estão publicamente disponíveis para todas as partes envolvidas potenciais em um website[17]:

- Apresentação do Projeto ARS
- Resumo Executivo do Projeto ARS
- Documento de Concepção do Projeto (PDD) – em português
- Anexo III – contribuição da Atividade do Projeto para o desenvolvimento sustentável
- Conceitos Gerais sobre o Efeito Estufa e o Protocolo de Quioto

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Durante a primeira consulta das partes interessadas locais, foram recebidos comentários de:

- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento

Na segunda consulta feita às partes interessadas locais, foram recebidos comentários de:

- Município e Agência Municipal do Meio Ambiente (comentário conjunto)
- Câmara dos Vereadores

[17] *http://www.flessak.com.br*

MDL – Conselho Executivo

Todos os comentários apresentados foram positivos, enfatizando que a atividade do projeto criaria mais uma fonte de emprego e, consequentemente, de desenvolvimento do município, além de fornecer energia elétrica para a região.

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

Como os comentários recebidos na primeira e segunda consulta não afetaram o projeto, nenhuma ação adicional foi necessária.

Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO

Organização:	Tecnovolt Centrais Elétricas S/A
Rua/Caixa Postal:	Rodovia MT 242, km 140, Fazenda Irapira, Distrito de Santo Antonio do Rio Bonito
Edifício:	--
Cidade:	Nova Ubiratã
Estado/Região:	Mato Grosso
CEP:	78888-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (46) 3520-1080
FAX:	+55 (46) 3520-1061
E-Mail:	edson@flessak.com.br
URL:	www.flessak.com.br
Representada por:	Edson Flessak
Cargo:	Diretor
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Flessak
Nome:	Edson
Departamento:	Administração
Celular:	+55 (46) 9975-0079
FAX Direto:	+55 (46) 3520-1061
Tel. Direto:	+55 (46) 3520-1060
E-Mail Pessoal:	edson@flessak.com.br

MDL – Conselho Executivo

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público foi envolvido no financiamento desta atividade do projeto.

Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

A linha de base pode ser definida como a continuação da prática atual, ou seja, a situação atual do sistema elétrico do Brasil sem a geração elétrica da PCHARS e sua contribuição para o SIN.

Cálculo do fator de emissão de grade

A "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" indica que o fator de emissão da rede é determinado pelos seguintes seis passos:

1. Identificar o sistema de energia elétrica relevante
2. Selecionar um método de margem de operação (MO)
3. Calcular o fator de emissão da margem de operação
4. Identificar o grupo de unidades de energia a ser incluído na margem de construção
5. Calcular o fator de emissão da margem de construção
6. Calcular o fator de emissão de margem combinada calculando a média ponderada dos fatores de emissão da margem de operação e margem de construção.

O fator de emissão brasileiro é calculado com base na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", pelo MCT. O fator de emissão do SIN é uma combinação do fator de emissão da margem de operação, refletindo a intensidade das emissões de CO_2 da margem de dados de despacho e do fator de emissão de construção, refletindo a intensidade das emissões de CO_2 das últimas plantas de energia elétrica construídas.

O que está por trás dos principais critérios para o cálculo do fator de emissão para o SIN:

Calcular o fator (s) de emissão da Margem de Operação ($EF_{OM,y}$) com base nos seguintes quatro métodos:

(a) MO Simples
(b) MO Simples ajustada
(c) MO da Análise de Dados de Despacho
(d) MO Média.

O MCT publicou uma resolução (número 08 em 26/05/2008) que estabelece uma fator de emissão único para todo o SIN.

O EF_{OM} é dado pelo MCT e calculado sob o método: ***Margem de operação da análise de dados de despacho.***

Todos os documentos de cálculo e explicação do fator de emissão podem ser encontrados no website do MCT (www.mct.gov.br).

Calcular o fator de emissão da Margem de Construção ($EF_{BM,y}$)

EF_{BM} é dado pelo MCT e documentos de explicação podem ser encontrados no seu website (www.mct.gov.br).

Calcular o fator de emissão da margem combinada ($EF_{grid,MC,y}$)

O fator de emissão da linha de base é calculado como a média ponderada dos fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção. Para ponderar esses dois fatores, aplique o valor padrão de 50% a ambos, os fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção; o fator de emissão de margem combinada é obtido como segue:

$$EF_{grid,CM,y} = w_{OM} . EF_{grid,OM,y} + w_{BM} . EF_{grid,BM,y}$$

EF_{OM} e EF_{BM}, calculados pelo MCT e ONS, com os Dados de Despacho do Sistema de Grade (ano de 2007):

Tabela 11: Margem de Construção e Margem de Operação do MCT

Margem de Construção

Fator Médio de Emissão (tCO_2/MWh)	
Ano	**2007**
0,0775	

Margem de Operação

Fator Médio de Emissão (tCO_2/MWh)												
Ano	**Mês**											
2007	Jan	Fev	Mar	Abril	Maio	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	0,2292	0,1954	0,1948	0,1965	0,1606	0,2559	0,3096	0,3240	0,3550	0,3774	0,4059	0,4865

Assim, o fator de emissão de rede resultante para o ano de 2007 é:

$$EF_{grid,CM} = 0,5 \times 0,2909 + 0,5 \times 0,0775 = 0,1842 \ \ tCO_2e/MWh$$

Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE O MONITORAMENTO

A metodologia descreve o procedimento e equações para o cálculo da redução de emissões dos dados monitorados. Para este projeto específico, a metodologia é aplicada através de um modelo de planilha. Os funcionários responsáveis pelo monitoramento do projeto deverão preencher as planilhas eletrônicas. A planilha fornece automaticamente totais anuais das reduções de GHG obtidas pelo projeto. O modelo contém uma série de planilhas com diferentes funções:

- Planilha de entrada de dados (*Geração de Eletricidade*)
- Planilha de resultados (*Redução de Emissão*)

Há células nas quais o usuário poderá inserir dados. Todas as outras células contêm valores computados que não poderão ser modificados pelos funcionários.

Uma chave codificada com cores é utilizada para facilitar a entrada de dados. A chave para o código é a seguinte*:*

- ***Campos de Entrada:*** Campos amarelo-claro indicam células onde os operadores do projeto deverão fornecer os dados necessário para operar o modelo;
- ***Campos de Resultado:*** Campos verdes exibem linhas de resultado conforme calculado pelo modelo.

Todos os dados eletrônicos serão copiados diariamente, e duas cópias eletrônicas de cada documento serão mantidas em locais diferentes (o local do projeto e a Sede). Esses dados serão arquivados por dois anos após o final do período de crédito.

Anexo 5

BIBLIOGRAFIA

Arida, P., E. L. Bacha, e A. Lara-Resende. *High Interest Rates in Brazil: Conjectures on the Jurisdictional Uncertainty*, 2004

Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. International Energy Agency, Paris, 2000.

Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba. Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OECD and IEA information paper, October 2002.

Eletrobrás. *Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas.* Centrais Elétricas Brasileiras S.A. 1999.

Kartha, S., M. Lazarus and M. Bosi. *Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector.* OECD and IEA information Paper, 2002.

OECD. *OECD Economic Surveys: Brazil.* Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris, França, 2001.

Schaeffer, R., J. Logan, A. S. Szklo, W. Chandler and J. C. de Souza. *Electric Power Options in Brazil.* Pew Center on Global Climate Change, 2000.

ANEEL, *Pequenas Centrais Hidrelétricas – Sem Licença de Instalação.* Agência Nacional de Energia Elétrica, 2009.

Anexo 6

Cronologia

Projeto ARS de Pequena Hidrelétrica – Sequência de Eventos

Documento	Data (DD/MM/AAAA)	Evento	Comentário
Referência 01 *Atas da Reunião de Parceiros*	10 de setembro de 2001	Reunião Interna	A reunião foi realizada em setembro de 2001 com todos os parceiros presentes, e decidiu-se que a empresa (Tecnovolt Centrais Elétricas) participaria do Projeto de Crédito de Carbono sob o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.
Referência 02 *Resolução da ANEEL*	28 de maio de 2002	Resolução N.284 da ANEEL	A Resolução N.284 da ANEEL autoriza a Tecnovolt Centrais Elétricas a explorar a PCHARS.
Referência 03 *Solicitação para a ANEEL*	27 de maio de 2003	Solicitação de Aprovação de Cronograma	O PCHARS solicita a aprovação da ANEEL do cronograma de implementação da atividade do projeto.
Referência 04 *Licença de Instalação*	29 de dezembro de 2003	Licença de Instalação	FEMA (agência local do meio ambiente) emite a Licença de Instalação (397/2003) válida até 29 de outubro de 2004.
Referência 05 *Solicitação de Financiamento*	25 de agosto de 2004	Solicitação de Financiamento para o BNDES	Uma solicitação de financiamento foi enviada para o BNDES (Banco) para o projeto PCHARS. Não obstante os esforços feitos (reuniões, garantias, etc.), o tempo gasto, etc., após algum tempo o financiamento por este banco não foi aprovado.
Referência 06 *Solicitação de Financiamento*	30 de outubro de 2004	Solicitação de Financiamento para o Banco do Brasil	Na tentativa de obter financiamento, outra solicitação foi feita, desta vez junto ao Banco do Brasil (Banco). Novamente, não obstante os esforços feitos, o tempo gasto, mudanças da situação econômicas, os resultados da solicitação não foram satisfatórios. Na resposta, o banco declarou que o programa não incluía mais financiamento para PCHs.

Referência 07 *Despacho da ANEEL*	16 de novembro de 2004	ANEEL Despacho N.911	O Despacho N.911 da ANEEL aprova o projeto básico de engenharia.
Referência 08 *Solicitação de Financiamento*	09 de fevereiro de2005	Solicitação de Financiamento para a Caixa Econômica Federal	Desta vez, a solicitação de financiamento foi feita junto à Caixa Econômica Federal (Banco). Mais de dois anos se passaram até o recebimento da aprovação desta solicitação (ver Referência 19).
Referência 09 *Licença de Instalação*	02 de março de 2005	Licença de Instalação	FEMA emitiu uma nova Licença de Instalação de número 154/2005 válida até 2 de março de 2007. Foi necessário prorrogar o período de licença devido aos atrasos na obtenção de financiamento e, consequentemente, na construção do projeto.
Referência 10 *Solicitação de Financiamento*	11 de outubro de 2005	Resposta à solicitação de financiamento	O BNDES enviou uma resposta ao participante do projeto (Tecnovolt Centrais Elétricas) declarando que o projeto estava qualificado no programa de financiamento para receber um empréstimo; no entanto, o financiamento não foi feito junto ao BNDES.
Referência 11 *Contrato de Compra de Equipamentos*	04 de janeiro de 2006	Data de início da atividade do projeto	Contrato de Compra de Geradores assinado: equipamentos para a implementação do projeto.
Referência 12 *Contato com MGM International*	11 de março de 2006	Contato com MGM	O Sr. Edson Flessak (patrocinador do projeto) enviou para o Sr. Stefan J. David (MGM) informações relativas à atividade do projeto incluindo a licença de instalação. Assim, para iniciar uma avaliação da atividade do projeto sob o MDL. Antes de contatar a MGM, o Sr. Flessak entrou em contato com outra empresa de consultoria de MDL, mas o desenvolvimento do projeto de MDL foi acordado com a MGM.
Referência 13 *Desenvolvimento das informações de PDD*	29 de junho de 2006	Desenvolvi-mento do PDD	MGM enviou informações para o consultor externo (Sr. Osvaldo Stella) para avaliar e dar início ao desenvolvimento do PDD.

Referência 14 *Contrato de compra de equipamentos*	27 de julho de 2006	Compra de turbinas	Contrato de Compra de Turbinas assinado: equipamentos para a implementação do projeto.
Referência 15 *Acordo de Desenvolvimento do Projeto MDL (primeira & última página)*	26 de setembro de 2006	Contrato de Desenvolvi-mento do Projeto MDL	O contrato de desenvolvimento do projeto MDL foi assinado entre a MGM International e a Tecnovolt Centrais Elétricas.
Referência 16 *Carte de Convite – recebimento do reconhecimento do município*	Janeiro 2007	Primeiro Processo de Consulta das Partes Locais Envolvidas	O primeiro processo de consulta foi realizado em conformidade com as regras estabelecidas na Resolução N.1 emitida pela CIMGC (a AND brasileira).
Referência 17 *PDD enviado para SGS*	12 de abril de 2007	PDD enviado para validação	O PDD foi enviado para o EOD (SGS) para dar início ao processo de validação.
Referência 18 *PDD no website da UNFCCC*	18 de abril de 2007	PDD publicado no web site da UNFCCC	O PDD aplicando a metodologia AMS ID, versão 10, foi disponibilizado no web site da UNFCCC http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/VBSEM1SUFCWJTS5SB5ACJQFO9Q56QH/view.html
Referência 19 *Aprovação do financiamento*	08 de maio de 2007	Aprovação do financiamento	A Caixa Econômica Federal aprovou o financiamento do desenvolvimento do projeto. Este processo demorou à espera de documentação adicional e assinatura do contrato de empréstimo.
Referência 20 *Contrato de Empréstimo Bancário*	18 de junho de 2007	Contrato de empréstimo bancário	A Caixa Econômica Federal e a Tecnovolt Centrais Elétricas, assinaram o contrato para a obtenção do empréstimo utilizado para a implementação da atividade do projeto. A seguir, e algum tempo depois com a disponibilidade de parte dos fundos, os principais trabalhos de construção foram iniciados.

Referência 21 *Primeira visita de validação*	22 e 23 de julho de 2007	Primeira Visita de Validação	Primeira visita de validação no local foi realizada pela equipe de SGS.
Referência 22 *Relatório de Validação*	12 de setembro de 2007	Relatório de Validação	Relatório de validação emitido pelo SGS. Este foi enviado à AND brasileira para dar início ao Processo de Aprovação Nacional para obter a Carta de Aprovação do país anfitrião.
Referência 23 *Processo de Aprovação Nacional* (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/68007.html).	02 de agosto de 2007	Project apresentado a AND para aprovação	Apresentação da atividade do projeto para dar início ao Processo de Aprovação Nacional, solicitando a Carta de Aprovação do país anfitrião.
Referência 24 *PDD no website da UNFCCC*	13 de dezembro de 2007	PDD publicado no website da UNFCCC	PDD atualizado de acordo com a metodologia AMS ID, versão 12, foi disponibilizado novamente no website da UNFCCC: http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/B4ZHHVDNVPLXYZ5M2PIBXL57V6FDTH/view.html
Referência 25 *Solicitação enviada para ANEEL*	06 de março de 2008	Solicitação de Aprovação do Cronograma	O PCHARS solicitou à ANEEL aprovação do cronograma atualizado de implementação do projeto.
Referência 26 *Licença de Instalação*	16 de maio de 2008	Licença de Instalação	FEMA aprovou a emissão de uma nova Licença de Instalação de número 1096/2007 válida até 28 de fevereiro de 2010.
Referência 27 *Carta de Aprovação*	04 de julho de 2008	Emissão da Carta de Aprovação	A AND brasileira emitiu a Carta de Aprovação do país anfitrião para a atividade do projeto.
Referência 28	02 de agosto de 2008	4ª Reunião da Diretoria	A Diretoria Executiva de MDL publicou uma orientação (EB 41ª Anexo 46) sobre a

Reunião 41 da Diretoria Executiva MDL Anexo 46		Executiva de MDL	demonstração e avaliação da consideração prévia de MDL. Como o projeto ainda não estava solicitando registro, ele precisava ser revisto pela EOD de acordo com a nova orientação e isso deu origem a novas solicitações da EOD.
Referência 29 *Resolução da ANEEL*	05 de agosto de 2008	Resolução N.1490 da ANEEL	A Resolução N.1490 da ANEEL autoriza a Tecnovolt Centrais Elétricas a utilizar o terreno necessário para implementar as linhas de transmissão.
Referência 30 *Validação Revisão do Processo*	Novembro 2008	Discussão interna – Início de um novo Processo de Validação	Como resultado da nova orientação (EB 41ª Anexo 46) e do novo VVM (Manual de Validação e Verificação, EB44 Anexo 3), ambos publicados pelo MDL EB, após várias discussões entre a MGM e o SGS, decidiu-se realizar um novo processo de validação.
Referência 31 *Novo Processo de Validação*	Dez.2008 – Fev.2009	Contratação da EOD	Em dezembro de 2008, foi iniciado o processo de contratação da EOD para a nova validação. O contrato final foi assinado em 26 de fevereiro de 2009.
Referência 32 *Carta de Convite- Recebimento de reconhecimento do município*	Janeiro 2009	Segundo Processo de Consulta das Partes Locais Envolvidas	No Brasil, a AND estabelece que o Processo de Validação deve ser iniciado quinze dias após o início do Processo de Consulta das Partes Locais Envolvidas. Assim, um novo processo de consulta foi realizado seguindo as novas regras estabelecidas na Resolução N.7 emitida pela CIMGC (a AND brasileira).
Referência 33 *PDD enviado para SGS*	17 de fevereiro de 2009	PDD enviado para o SGS para dar início ao novo processo de validação	A MGM enviou o PDD para o SGS para dar início ao novo processo de validação. Um segundo processo de consulta foi feito de acordo com as novas regras estabelecidas na Resolução N.7.
Referência 34 *PDD no website da UNFCCC*	28 de fevereiro de2009	PDD publicado no website da UNFCCC	O PDD atualizado de acordo com a metodologia AMS ID versão 13, foi disponibilizado no website da UNFCCC: http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/PSBA39LNEKK8EGB6HKGOAU105W5LBU/view.html

Referência 35 *Visita de Validação*	17 de março de 2009	Visita de Validação (Parte 1)	Visita de validação no local foi realizada pela equipe da SGS.
Referência 36 *Visita de Validação*	05 de maio de 2009	Visita de Validação (Parte 2)	A equipe da SGS confirma os dados e informações fornecidos no Documento de Concepção do Projeto.

Anexo 7

Acrônimos

Acrônimos	
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.	Companhia Elétrica do Brasil
MCT	Ministério da Ciência e Tecnologia
ONS	Operador Nacional do Sistema
CEMAT	Companhia Energética do Mato Grosso
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
FEMA e SEMA	Agências Ambientais do Estado do Mato Grosso
CIMGC	AND Brasileira
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional

Edited by Foxit Reader
Copyright(C) by Foxit Software Company,2005-2007
For Evaluation Only.

Anexo 8

PEQUENAS HIDRELÉTRICAS EM OPERAÇÃO NO ESTADO DO MATO GROSSO EM 7 DE MAIO DE 2009

Apresentamos a seguir a lista de pequenas centrais hidrelétricas em operação no estado do Mato Grosso até maio de 2009. As pequenas centrais hidrelétrica brasileiras tem uma capacidade instalada abaixo de 30 MW. Essa lista foi preparada com base nos dados obtidos nos website da ANEEL e PROINFA.

De acordo com as informações, há 42 pequenas centrais hidrelétricas em operação no estado do Mato Grosso. Para avaliar a análise da prática predominante, uma pesquisa foi feita sobre as características dessas plantas e as diferenças da PCHARS.

Eliminando da lista aquelas plantas com capacidade instalada acima de 15 MW, aquelas que não são Produtores Independentes de Energia e aquelas que não se candidataram ao PROINFA, a quantidade de 42 é reduzida para 9 plantas. Se considerarmos apenas aquelas que não são projetos MDL, restam apenas três plantas como pequenas hidrelétricas com capacidade instalada abaixo de 15 MW, classificadas como PIE e que não se inscreveram no PROINFA.

- A Planta Rio Prata com 2,135 MW na região oeste do Mato Grosso;
- A Planta da Camargo Correa (Arrossensal) com 4,230 MW na região centro-sul do Mato Grosso;
- A Planta Santa Lucia com 5,000 MW na região oeste do Mato Grosso

Como há 120 Usinas Elétricas operando no estado do Mato Grosso, essas três plantas representam uma quantidade de 2,5% da quantidade total de Plantas no estado.

Em resumo, a PCHARS não pode ser considerada prática comum já que a geração total de pequenas usinas hidrelétricas representa apenas 2,5% da geração total no estado. A prática comum no Brasil é a instalação e operação de grandes usinas hidrelétricas e enormes usinas termelétricas e, portanto, a PCHARS não se encaixa no negócio como cenário do tipo habitual.

Edited by Foxit Reader
Copyright(C) by Foxit Software Company,2005-2007
For Evaluation Only.

Pequenas hidrelétricas em operação no estado do Mato Grosso				
N.	**Nome da Planta**	**Capacidade Instalada (MW)**	**Categoria**	**Incentivo**
1	Água Suja	1,20	APE-COM	
2	Alto Araguaia	0,80	SP	
3	Antônio Brennand (Ex-Alto Jauru)	20,02	PIE	MDL
4	Alto Paraguai (Pedro Pedrossian)	1,34	SP	
5	Aprovale	1,52	APE	
6	Baruíto	18,30	SP	MDL
7	Camargo Corrêa (Arrossensal)	4,23	PIE	
8	Canoa Quebrada	28,00	PIE	PROINFA
9	Aquarius	4,20	PIE	MDL
10	Faxinal l	2,79	APE	
11	Primavera	8,12	SP	
12	Ronuro	0,87	APE	
13	Salto Belo	3,60	SP	
14	Braço Norte II	10,75	SP	
15	São Domingos (Torixoréo)	2,40	SP	
16	Casca II	3,52	SP	
17	Culuene	1,79	SP	
18	Braço Norte	5,18	SP	
19	Braço Norte III	14,16	PIE	MDL
20	Ombreiras	26,00	PIE	
21	Rio Prata	2,14	PIE	
22	Salto Corgão	27,00	PIE	
23	Indiavaí	28,00	PIE	MDL
24	Poxoréo (José Fragelli)	1,20	SP	
25	Cachoeira da Fumaça	2,56	APE-COM	
26	Santa Lúcia	5,00	PIE	
27	Juína	2,65	SP	
28	Salto	19,00	PIE	MDL
29	Senador Jonas Pinheiro (Caeté)	6,30	PIE	PROINFA
30	Santa Lúcia II	7,60	PIE	MDL
31	Cabixi II	2,80	APE	
32	Braço Norte IV	14,00	PIE	MDL
33	Faxinal II	10,00	PIE	MDL
34	Sacre 2	30,00	PIE	MDL
35	São Lourenço (Ex.Zé Fernando)	29,10	PIE	PROINFA
36	Paranatinga II	29,02	PIE	
37	Sucupira	4,50	PIE	MDL

38	Pequi	6,00	PIE	MDL
39	Engº José Gelásio da Rocha	24,44	PIE	PROINFA
40	Rondonópolis	26,60	PIE	PROINFA
41	Garganta da Jararaca	29,30	PIE	MDL
42	Graça Brennand (Ex.Terra Santa)	18,27	PIE	MDL

Notas
No total, há 42 Plantas operando sob as seguintes categorias:
APE – Auto-produtor
PIE – Produtor Independente de Energia
SP – Serviço Público

Fontes:

PROINFA: http://www.eletrobras.gov.br/ELB/services/DocumentManagement/FileDownload.EZTSvc.asp?DocumentID={26924AEC-4ECD-4B19-9FED-CC9F45D6BE82}&ServiceInstUID={9C2100BF-1555-4A9D-B454-2265750C76E1}
ANEEL: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15 (Capacidade Geração Brasil, de maio de 2009)
MDL: http://www.cd4cdm.org