



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP de MDL)
Versão 02 - em vigor a partir de: 1 de julho de 2004**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade de projeto.
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade de projeto / Período de créditos
- D. Aplicação de uma metodologia e plano de monitoramento.
- E. Estimativa das emissões de GEEs por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários das partes interessadas

Anexos

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



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

A.1 Título da atividade de projeto:

Pequena Central Hidrelétrica de Atiaia - Buriti. Doravante denominada "Projeto".

Versão: 10

Data (DD/MM/AAAA): 25/06/2007.

A.2. Descrição da atividade de projeto:

A atividade de projeto consiste em uma Pequena Central Hidrelétrica de capacidade instalada de 30 MW. A PCH Buriti 30 MW fica na região centro-oeste do Brasil e está interligada à rede interligada sul/sudeste/centro-oeste.

A PCH Buriti é de propriedade da Pouso Alto Energia S/A, que é 100% controlada pela Atiaia Energia S.A. A Atiaia Energia S.A. é uma empresa sub-holding formada pela parceria do Grupo Cornélio Brennan com a Koblitz S.A.

A Atiaia Energia S.A. controla a Pouso Alto Energia S.A e obteve a anuência da ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 671/2006, aprovação da Eletrobrás para proceder com esta reestruturação e está nos trâmites para aprovação do BNDES.

No futuro, a Pouso Alto Energia S/A alterará o seu nome para Rio Sucuriú Energia Ltda., obedecendo à legislação em vigor e a todas as exigências necessárias.

A Koblitz S/A é uma empresa de engenharia 100% brasileira que opera desde 1975 na área de sistemas de energia, com know-how sólido em geração e co-geração industriais. Com um portfólio de mais de 200 projetos que utilizam desde óleo combustível residual, gás natural, gás de coqueria até fontes de energia renovável (principalmente resíduos agrícolas como bagaço de cana-de-açúcar, cavacos de madeira, palha de arroz, casca de castanha de caju e outros), a experiência da empresa abrange mais de 450 máquinas e cerca de 1.200 MW de potência instalada. Suas atividades são desenvolvidas a partir de buscas constantes de alternativas para integrar sistemas de energia alinhados com a modernidade e com as questões ambientais, objetivando o desenvolvimento sustentável e a preservação das gerações futuras.

O sistema EPC (do inglês Engineering, Procurement and Construction) compreende o planejamento, o suprimento, a construção e a montagem de projetos. O sistema EPC utilizado pela Koblitz é a integração de sistemas de energia, onde o principal foco é o planejamento, a integração, a execução e montagem completa de sistemas de alta eficiência, utilizando os conceitos mais avançados de engenharia. Com isso, a Koblitz desenvolve o estudo de viabilidade, o projeto, o gerenciamento, a compra de materiais e equipamentos, a construção, o comissionamento, o "start-up", a manutenção e a operação do empreendimento.



O Grupo Cornélio Brennand foi fundado com a divisão do Grupo Brennand, que existia desde 1917. O Grupo Cornélio Brennand tem atividades em diferentes setores: propriedades, instalações de pequenas hidrelétricas, áreas de embalagens e utilidades em vidros. A principal empresa operadora é a CIV – *Companhia Industrial de Vidros* criada em 1958, com capacidade instalada de 800 toneladas de vidro por dia.

Contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável

O objetivo principal da atividade de projeto é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil (e da região da América Latina e Caribe).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu comprometimento no sentido de atingir a meta de 10% de energia renovável em relação ao total da energia utilizada na região. Através de uma iniciativa dos Ministros do Meio Ambiente em 2002 (UNEP-LAC, 2002), promoveu-se uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WSSD, do inglês "Summit for Sustainable Development") em Joanesburgo em 1992. No Plano de Implementação final da WSSD, não foram declarados metas ou cronogramas específicos; porém, sua importância foi reconhecida para o atingimento da sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio¹.

O processo de privatização iniciado em 1995 chegou com uma expectativa de tarifas adequadas (menos subsídios) e preços melhores para as geradoras. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade centralmente planejado. Infelizmente, faltava ao mercado brasileiro de energia um plano de expansão consistente, com os maiores problemas sendo as incertezas políticas e regulatórias. No final dos anos 90, um forte aumento na demanda, em contraste com um aumento inferior à média na capacidade instalada causou um racionamento/crise no fornecimento a partir de 2001/2002. Uma das soluções oferecidas pelo governo foi uma legislação flexível favorecendo os produtores independentes de energia de menor porte. Ademais, a eventual elegibilidade segundo o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto atraiu a atenção dos investidores para os pequenos projetos de energia hidrelétrica.

Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também traz uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam se o Projeto não existisse. A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂), que seriam geradas (e emitidas) na sua ausência.

¹ Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): "Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, incluindo a hidrelétrica, e sua transferência para os países em desenvolvimento na forma de concessão conforme acordo mútuo. Adotando um senso de urgência, aumentar de forma substancial a proporção global de fontes de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição em relação ao total da energia fornecida, reconhecendo o papel das metas nacionais e regionais voluntárias, bem como as iniciativas, onde existirem, e assegurando-se de que as políticas energéticas oferecem apoio aos esforços dos países em desenvolvimento no sentido de erradicar a pobreza, e periodicamente avaliar os dados disponíveis de modo a analisar o progresso para tal fim."



Ao mesmo tempo, o Projeto contribui com o desenvolvimento econômico regional. As pequenas centrais hidrelétricas com reservatório fornecem geração distribuída local, diferentemente do modo mais comum de trabalho, como as grandes centrais hidrelétricas e as de geração a gás natural construídas nos últimos 5 anos; esse pequeno projeto de energia hidrelétrica apresenta benefícios específicos para o local, com relação a 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.

Pode-se afirmar que uma distribuição de renda justa é alcançada a partir da geração de empregos e de um aumento nos salários das pessoas; porém, uma melhor distribuição de renda na região onde o Projeto está localizado é obtida com menos gastos e com maior renda nos municípios locais. O capital excedente que esses municípios terão poderia ser traduzido em investimentos em educação e saúde, o que beneficiará diretamente a população local, e terá impacto indireto para uma distribuição de renda mais justa. Esse dinheiro ficaria na região e seria utilizado para fornecer serviços melhores à população, o que melhoraria a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica. A maior renda vem do investimento local na economia local e de um maior pagamento de impostos, o que beneficiará a população local.

A lei nº 10.438, promulgada em abril de 2002, criou o Proinfa - *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*. Entre outras, uma das metas dessa iniciativa é aumentar a participação das fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo assim para maior sustentabilidade ambiental. Para alcançar essas metas, o governo brasileiro designou a companhia de energia elétrica estatal federal Eletrobrás - *Centrais Elétricas Brasileiras S/A* para atuar como principal offtaker de energia elétrica gerada por instalações de energia alternativa no Brasil, celebrando contratos de compra e venda de energia elétrica (“CCVEs”) de longo prazo com produtores de energia alternativa, com preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrada dos consumidores finais. Buriti candidatou-se ao Proinfa e foi eleita.

A criação do Proinfa indica que, sem apoio específico, as fontes renováveis e os pequenos projetos dificilmente seriam implementados de outra forma. O projeto pode ser visto como um exemplo de uma solução para a crise de eletricidade brasileira de 2001 pelo setor privado, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da Parte envolvida (*) (anfitrião indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participantes do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto
--	--	---



		(Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Pouso Alto Energia S/A (entidade privada)	Não
	Ecoinvest Carbon (entidade privada)	

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

Observação:

- A PCH Buriti é controlada pela Pouso Alto Energia S/A, que é 100% controlada pela Atiaia Energia S.A.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:

Pela definição legal da agência reguladora de energia elétrica, a ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*), Resolução nº 652, emitida em 9 de dezembro de 2003, para ser considerada pequena hidrelétrica, a instalação tem que ter uma capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km², que é o caso de Buriti. De acordo com as resoluções da ANEEL, a planta é considerada uma pequena central hidrelétrica.

Os projetos de pequenas hidrelétricas com reservatórios são considerados como centrais com custo/benefício dos mais favoráveis no Brasil, pois é possível gerar energia elétrica distribuída e alimentar pequenas áreas urbanas, regiões rurais e áreas remotas do país. Em geral, consiste em uma central hidrelétrica com reservatório, que causa um impacto ambiental mínimo.

A instalação do Projeto é um projeto de hidrelétrica que conta com reservatório com baixo desvio, que armazena água para gerar eletricidade durante breves períodos. Características:

As principais características de concepção do projeto Buriti são mostradas abaixo:

- localiza-se em Chapadão do Sul e Água Clara., estado do Mato Grosso do Sul (MS),
- Queda d'água de 31,9 m, rio Sucuruí,
- Capacidade total instalada de 30 MW e
- Geração de energia anual estimada de 241.776 MWh (fator de capacidade mínimo estimado de 92%).
- Tamanho do reservatório: 0,38 km².

Buriti	
Potência	30 MW
Fator de capacidade	92%
Eficiência	89,7%
Queda d'água	31,9 metros
Reservatório	0,38 km ²

Tabela 1: Principais características técnicas de Buriti



O sistema de turbinas possui 2 unidades, cada uma de 15,46 MW, e um gerador de 15 MVA, 13,8 kV.

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.

PCH Buriti - Estado de Mato Grosso do Sul (MS), centro-oeste do Brasil.

A.4.1.3. Cidade/município/comunidade etc:

Cidades de Chapadão do Sul e Água Clara.

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 Buriti fica entre Chapadão do Sul e Água Clara, estado de Mato Grosso do Sul (MS), centro-oeste do Brasil (Figura 1). Rio Sucuriú.

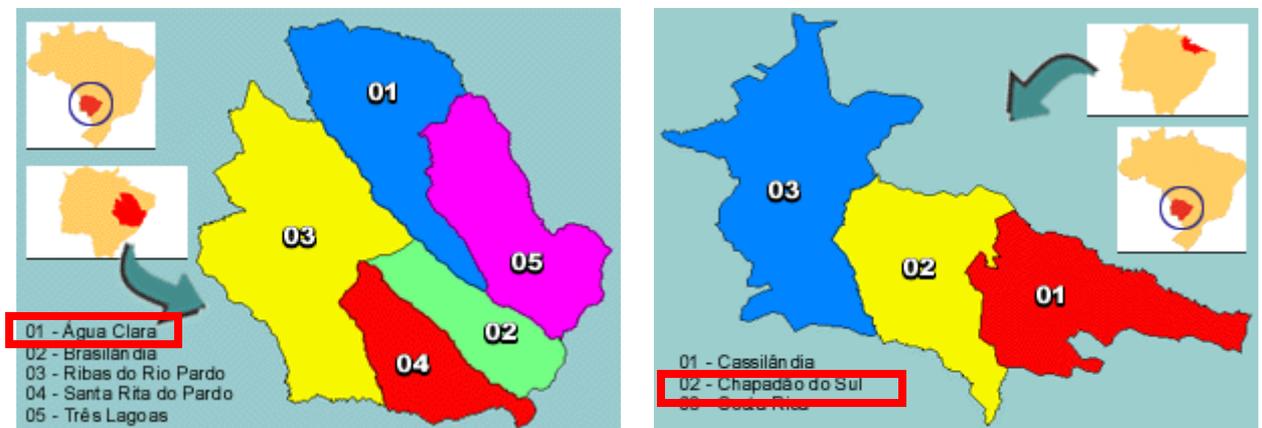


Figura 1: Localização da PCH Buriti

Fonte: www.citybrazil.com.br

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

Geração de eletricidade renovável para uma rede.



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

A tecnologia empregada é bem estabelecida. Para alturas manométricas muito pequenas e vazões altas, normalmente emprega-se um tipo diferente de turbina, a turbina Kaplan ou Hélice. Na turbina Kaplan a água escoa através da hélice e coloca esta última em rotação. Nesta turbina, a área através da qual a água escoa é a maior possível – toda a área abrangida pelas pás. Por essa razão as turbinas Kaplan são adequadas para vazões volumétricas muito altas e são utilizadas normalmente onde a altura manométrica é de apenas poucos metros. A água entra na turbina lateralmente, é desviada pelas palhetas diretrizes e escoa axialmente pela hélice. Por esse motivo, essas máquinas são denominadas turbinas de fluxo axial. Elas têm a vantagem sobre as turbinas de fluxo radial de ser tecnicamente mais simples variar o ângulo das pás quando a demanda de energia elétrica muda, o que aumenta a eficiência da produção de energia elétrica.

A vazão da água através da turbina pode ser controlada variando a distância entre as palhetas diretrizes; em seguida, o passo das pás da hélice também deve ser adequadamente ajustado. Cada configuração das palhetas diretrizes corresponde a uma configuração específica das pás da hélice para se obter alta eficiência. Uma característica importante é que a velocidade da pá é maior que a da água – quase duas vezes mais rápida. Isso permite uma taxa rápida de rotação mesmo com velocidades relativamente baixas da água.

As turbinas Kaplan podem ter diversos desenhos. Sua aplicação está limitada a alturas manométricas de 1 m a cerca de 30 m. Sob essas condições, uma vazão relativamente maior, se comparada com as turbinas de alta altura manométrica, é exigida para uma dada saída. Portanto, o tamanho dessas turbinas é comparativamente maior.

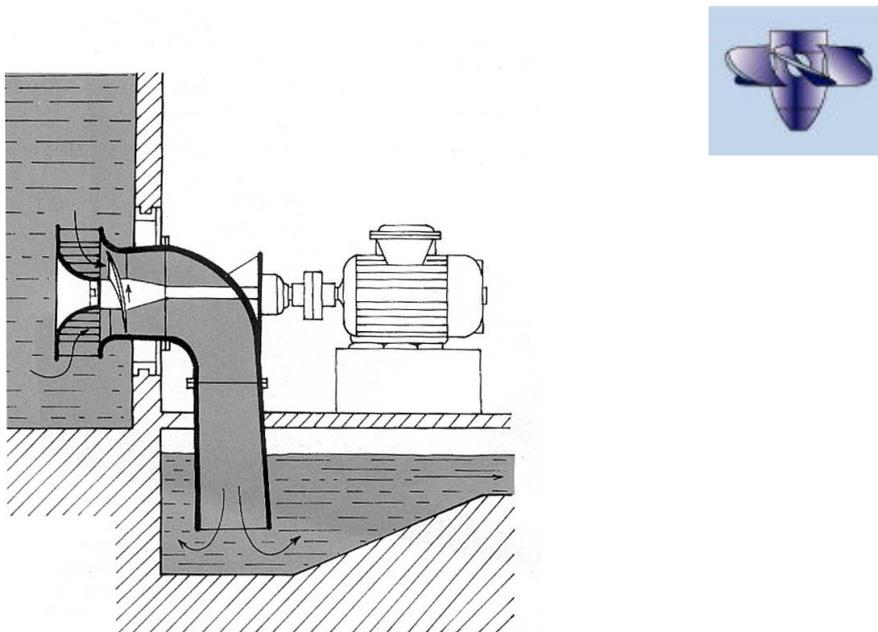


Figura 2 – Turbina Kaplan
(Fontes: Alstom, <http://www.alstom.com.br/>)

Turbinas hidráulicas:

- Turbina tipo "S" Kaplan ALSTOM, eixo horizontal, 15,46 MW (2 unidades).



Geradores:

- Geradores síncronos 15 MW, 13,8 kV, 60 Hz (2 unidades). Fornecedor: Gevisa.

Os fornecedores de equipamentos e serviços têm uma ampla experiência no mercado de pequenas hidrelétricas, realizada pela Alstom Power Brasil e pela Gevisa. As empresas de construção civil também têm experiência no mercado de energia hidrelétrica e são supervisionadas pela MEK Engenharia e Consultoria Ltda., que tem vasta experiência na construção de centrais hidrelétricas.

A Pouso Alto Energia conta com o suporte e a especialização tecnológica da Koblitz, uma contratada EPC brasileira, que atua desde 1975 na área de sistemas de energia, com um sólido know-how na geração e co-geração industrial.

A.4.4. Breve explicação de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa (GEEs) antropogênicos por fontes devem ser reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta, inclusive porque as reduções de emissão não ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, levando em consideração as circunstâncias e políticas nacionais e/ou setoriais:

O Projeto, um projeto de geração de energia livre de gases de efeito estufa (GEEs) propiciará reduções nas emissões de GEEs em função de deslocar a geração de termelétricas a combustível fóssil que, de outro modo, estariam alimentando a rede interligada.

Como Kartha et al. (2002) afirmaram: "a questão central do desafio da linha de base para projetos de eletricidade reside claramente em determinar a 'geração evitada' ou o que teria ocorrido sem o MDL ou outro projeto de mitigação de GEEs. A questão fundamental é se a geração evitada está na 'margem de construção' (ou seja, substituindo uma instalação que teria, de outra forma, sido construída) e/ou na 'margem de operação' (ou seja, afetando a operação de centrais atuais e/ou futuras)".

O fator de emissão da linha de base é calculado como uma margem combinada, consistindo na combinação dos 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 de operação, um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como um que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem despachar sem restrições significativas na transmissão.

A metodologia de linha de base consolidada aprovada ACM0002 - "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis" aplica-se aos acréscimos da capacidade elétrica a partir de pequenas centrais hidrelétricas com reservatório, que se constitui na atividade de projeto proposta. O cenário de linha de base considera a eletricidade que teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração.

A redução nas emissões de CO₂ pela pequena central hidrelétrica do projeto resulta do deslocamento da geração das termelétricas a combustível fóssil que, de outro modo, estariam alimentando a rede interligada.



A.4.4.1. Quantidade estimada de reduções de emissões durante o período de crédito escolhido:

Considerando a linha de base de 0,2647 tCO₂e/MWh, aplicável às atividades de projeto de geração de energia renovável interligadas à rede no Brasil, a implementação completa da pequena central hidrelétrica interligada à rede elétrica interligada brasileira irá gerar a redução anual estimada mostrada na Tabela 2 abaixo.

Anos	Estimativa anual de reduções de emissão em tCO ₂ e
2007 (início em 15 janeiro)	61.543
2008	63.998
2009	63.998
2010	63.998
2011	63.998
2012	63.998
2013	63.998
2014 (até 14 janeiro)	2.455
Redução total estimada (tCO ₂ e)	447.987
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de crédito da redução estimada (tCO ₂ e)	63.998

Tabela 2: Estimativa de redução nas emissões do Projeto

Para obter mais detalhes, consulte a seção E.6 a seguir.

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público envolvido na atividade de projeto.

Buriti está sendo financiada pelo BNDES - *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*, que é uma empresa pública federal subordinada ao MDIC - *Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior*.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base

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

ACM0002 - Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis. (versão 6, 19 de maio de 2006)

B.1.1. Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto:

A PCH de Buriti deslocará combustível fóssil da rede interligada brasileira.

A metodologia é aplicável a atividades de projetos de geração de energia renovável interligada à rede, mediante a condição de acréscimos na capacidade de eletricidade a partir de uma pequenas centrais



hidrelétricas com reservatório, como é o caso da PCH de Buriti.

Uma discussão extensa sobre a linha de base para geração de eletricidade para a rede interligada brasileira pode ser vista em *Esparta & Martins Jr. (2001)*². Sua linha de base para projetos de grande escala é 0,2647 tCO₂/MWh. Essa metodologia/abordagem da linha de base do projeto foi validada para uma atividade de MDL semelhante que consiste na expansão da capacidade energética de biomassa para centrais energéticas no Brasil.

A grande extensão territorial do Brasil e seu vasto potencial hídrico foram até agora decisivos para a definição do atual setor de geração de eletricidade do país, que é predominantemente hídrico. Mas o cenário futuro aponta para um aumento no consumo dos combustíveis fósseis, principalmente do gás natural, de acordo com a intenção do governo de diversificar o fornecimento energético brasileiro.

B.2. Descrição de como a metodologia é aplicada no contexto da atividade de projeto:

A atividade de projeto é um projeto de pequena hidrelétrica interligada à rede elétrica. O projeto atende a todos os requisitos de "adicionalidade" (veja a aplicação da "ferramenta de adicionalidade"³ a seguir), o que demonstra que o projeto não ocorreria na ausência do MDL.

Em um período de reestruturação de todo o mercado elétrico (geração, transmissão e distribuição), como é a situação brasileira, a incerteza em relação aos investimentos constitui-se na principal barreira para pequenos e médios projetos de geração de energia renovável. Nesse cenário, os novos projetos competem com as centrais existentes (margem de operação) e com novas centrais (margem de construção), que normalmente atraem a atenção do mercado financeiro. As margens de operação e construção foram usadas para calcular o fator de emissão para a rede interligada.

A metodologia ACM0002, para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis, usa margens derivadas, que foram aplicadas ao contexto da atividade de projeto pela determinação do fator de emissões do subsistema sul/sudeste/centro-oeste da rede brasileira interligada (sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, e no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão).

B.3. Descrição de como as emissões antropogênicas de GEEs por fontes são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada:

A metodologia de linha de base proposta inclui uma Ferramenta de Adicionalidade aprovada pelo Conselho Executivo. Essa ferramenta considera alguns passos importantes necessários para descobrir se a atividade de projeto é adicional; também é importante para demonstrar como as reduções nas emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto da PCH de Buriti. A ferramenta referencia a atividade de projeto descrita acima.

Os seguintes passos são necessários para a demonstração e a avaliação da adicionalidade da PCH de Buriti.

² Esparta, A. R. J. & C. M. Martins Jr. (2002). *Brazilian Greenhouse Gases Emission Baselines from Electricity Generation*, [Linhas de base de emissões de gases de efeito estufa brasileiras a partir de geração de eletricidade] RIO 02 - Evento Mundial Sobre Clima e Energia, Rio de Janeiro-Brasil, 6 a 11 de janeiro.

³ Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade. UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 16º Relatório de Reunião, 22 de outubro de 2004, Anexo 1. website: <http://cdm.unfccc.int/>



Passo 0. Triagem preliminar com base na data de início da atividade de projeto

Não se aplica.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 1

Passo 1. Identificação de alternativas à atividade de projeto de acordo com as leis e normas vigentes

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade de projeto:

1. A alternativa à atividade de projeto é a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida por grandes estações termelétricas e hidrelétricas. Como alternativa para a empresa de um grupo existe o investimento em outras oportunidades, como o mercado financeiro. Ela poderia ter decidido se concentrar nas áreas tradicionais das outras empresas do grupo (p.ex., indústria de vidros, imobiliária etc.) e não no mercado energético, como é o caso da atividade de projeto.

Subpasso 1b. Cumprimento das leis e normas aplicáveis:

Tanto a atividade de projeto como o cenário alternativo cumprem todas as normas.

SATISFAZ/PASSA – Ir para o passo 2

Passo 2. Análise de investimentos

Não se aplica

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3

Passo 3. Análise de barreiras

As barreiras consideradas são as seguintes:

- Falta de fontes de investimento para financiar o setor privado no país e os altos custos das alternativas disponíveis;
- O impacto da regulação do setor energético e a criação do Proinfa indicam que, sem apoios específicos, as fontes renováveis e os pequenos projetos não seriam implementados de outra forma.

Para fazer uma análise concreta de barreiras, apresentamos inicialmente uma sucinta visão geral do mercado de eletricidade brasileiro nos últimos anos.

Até o início da década de 90, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência da capacidade de investimento do governo, ele foi obrigado a procurar alternativas. A solução recomendada foi iniciar um processo de privatização e de desregulação do mercado.

Os quatro pilares do processo de privatização iniciado em 1995 foram:



- Construir um ambiente propício à competição, com a eliminação gradual da figura do cliente cativo. A opção de escolher um fornecedor de serviços de eletricidade, que começou em 1998 para os maiores consumidores e que deve estar disponível para todo o mercado até 2006;
- Desmantelar os monopólios estatais, separando e privatizando as atividades de geração, transmissão e distribuição;
- Permitir o livre acesso às linhas de transmissão e
- Transferir as responsabilidades de operação e planejamento para o setor privado.

Foram criadas três entidades governamentais: a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 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 os procedimentos comerciais do mercado de curto prazo.

No final de 2000, cinco anos após o início da privatização, os resultados foram modestos (Figura 5). Apesar da expectativa elevada, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento no consumo.

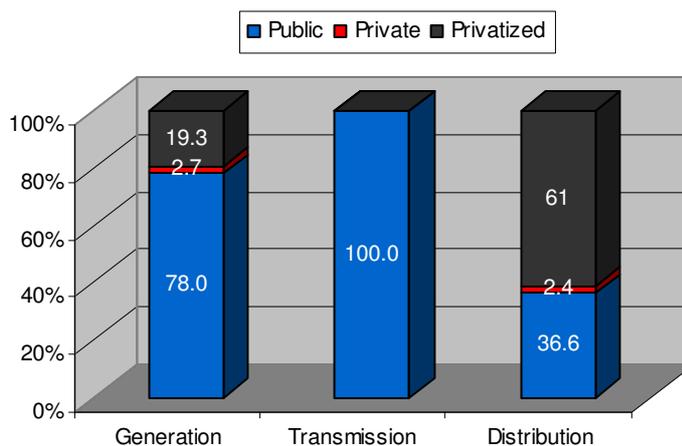


Figura 5 - Participação do capital privado no mercado de eletricidade brasileiro em dezembro de 2000 (Fonte: BNDES, 2000)

O descolamento entre o PIB (aumento médio de 2% no período de 1980 a 2000) e o 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 à crescente infraestrutura. Foram tomadas as medidas necessárias para evitar gargalos nos serviços. Elas incluem um aumento na capacidade de geração maior que as taxas de crescimento do PIB e pesados investimentos em eficiência energética. No caso do Brasil, o aumento da capacidade instalada de geração (média de 4% no mesmo período) não acompanhou o crescimento no consumo, como pode ser visto na Figura 6.

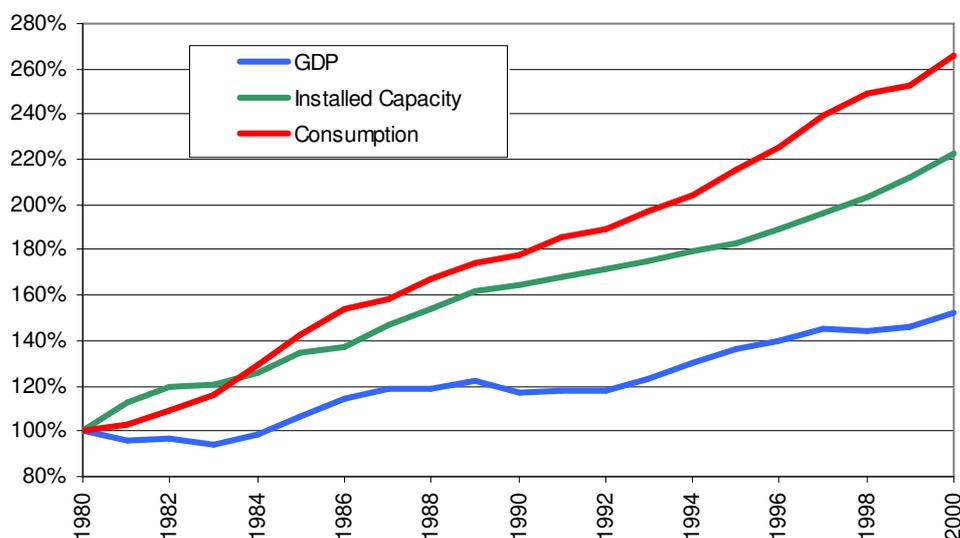


Figura 6 - Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda (consumo) de eletricidade. (Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br>; IBGE, <http://www.ibge.gov.br/>)

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).

A alternativa restante, aumentar o fator de capacidade das centrais mais antigas, foi a mais amplamente utilizada, como podemos ver na Figura 7. Para entender se este aumento no fator de capacidade trouxe conseqüências 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. A Figura 8 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 muito intensiva dos recursos hídricos do país para poder suportar o aumento da demanda sem aumentar a capacidade instalada. Com a situação descrita, não havia ainda solução de longo prazo para os problemas que, no final, causaram as interrupções e o racionamento em 2001.

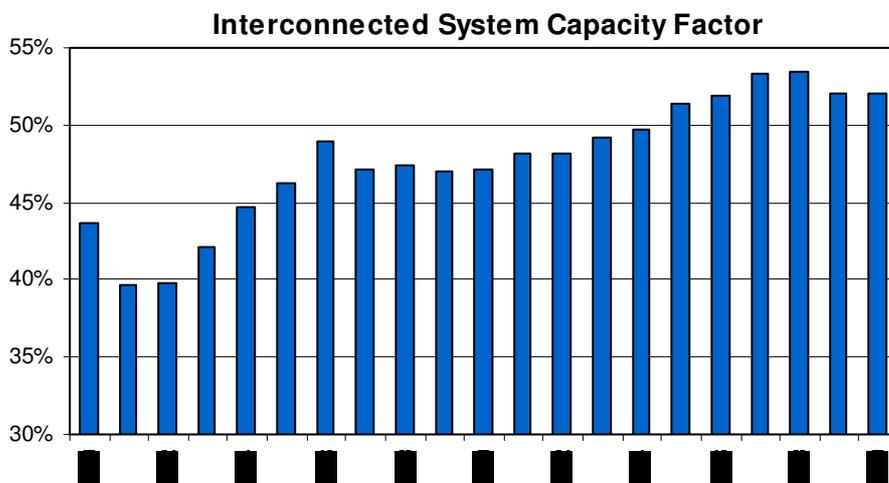


Figura 7 - Evolução da taxa de energia gerada em relação à capacidade instalada
(Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br/>)

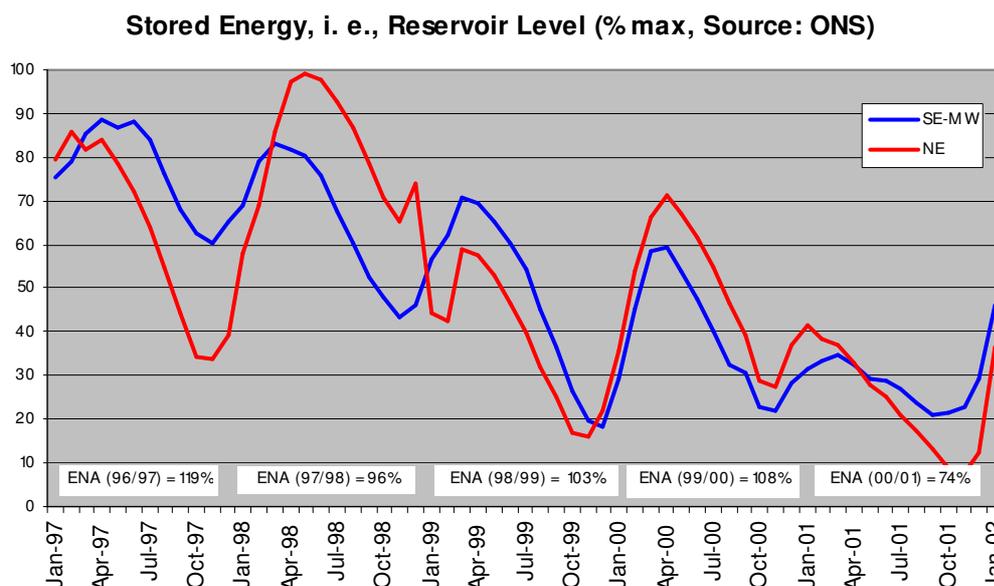


Figura 8 - Evolução da capacidade de água armazenada nos subsistemas interligados do sudeste/centro-oeste (SE-CO) e do nordeste (NE) e a intensidade de precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste comparada com a média histórica (Fonte: ONS, <http://www.ons.org.br/>)

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 Portaria 43 do Ministério das Minas e Energia de 25 de fevereiro de 2000, planejando originalmente a construção de 47 termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada



nova, a ser concluída até dezembro de 2003. Durante 2001 e início de 2002, o plano foi reduzido de modo a contemplar 40 centrais e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004 (Art. 29 da Lei Federal 10.438 de 26 de abril de 2002). Em dezembro de 2004, somente 20 centrais, totalizando cerca de 9.700 MW, estavam em operação.

Durante o racionamento de 2001 o governo também lançou o Programa Emergencial de Energia com a meta de curto prazo de construir 58 centrais termelétricas pequenas a médias 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).

Fica evidente que a energia hidrelétrica é e continuará a ser a principal fonte para a eletricidade de base no Brasil. Porém, a maioria dos - se não todos os - recursos hídricos no sul e sudeste do país foi explorada e a maioria das reservas restantes fica na bacia do Amazonas, distante dos centros industriais e populacionais (OECD, 2001). Está claro que as novas adições ao setor de energia elétrica do Brasil estão mudando de hidrelétricas para plantas a gás natural (Schaeffer et al., 2000). Com as descobertas de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003 (Figura 9), a política de utilizar gás natural para gerar eletricidade continua sendo uma possibilidade e continuará a atrair o interesse dos investimentos da iniciativa privada no setor energético brasileiro (veja também o passo 4).

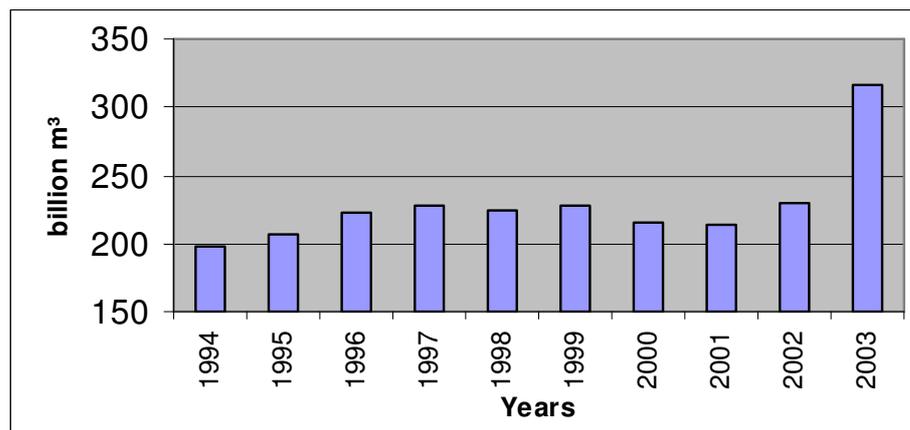


Figura 9 – Evolução das reservas provadas de gás natural brasileiro
(Fonte: Petrobrás, <http://www.petrobras.com.br/>)

No poder desde janeiro de 2003, o governo recém-eleito 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-chave (OCDE, 2005):

- A demanda e o fornecimento de eletricidade serão coordenados por uma demanda em "pool" a ser estimada pelas companhias de distribuição, 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 *Empresa de Pesquisa Energética* - EPE, 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 para longo prazo, e será o mesmo para todas as companhias de distribuição.



- Paralelamente aos contratos de pool "regulados" de 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 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 um comitê, 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 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. Com relação a essa questão, há vários desafios a destacar. Primeiro, o risco de falha regulatória, que poderia ocorrer porque o governo desempenhará um papel significativo no planejamento de longo prazo, deve ser evitado isolando as interferências políticas. 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 no mix de energia do Brasil e a incerteza sobre a precipitação pluviométrica também contribuem 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 sua 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.

Subpasso 3a. Identificar barreiras que impediriam a implementação do tipo de atividade de projeto proposta

Barreira para investimentos



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.

Como consequência do longo período de inflação, a moeda brasileira apresentou uma forte desvalorização, impedindo efetivamente que os bancos comerciais fornecessem qualquer operação para dívidas de longo prazo. A inexistência de um mercado de dívida de longo prazo teve um grande impacto negativo no financiamento de projetos de energia no Brasil.

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. Fez com que os poupadores procurassem pelo investimento mais líquido e colocassem seu dinheiro em títulos do governo de curto prazo, em vez de investirem em oportunidades de longo prazo que poderiam financiar projetos de infra-estrutura.

O título com mais liquidez do governo é o LFT (títulos de taxa flutuante com base na taxa de referência diária do Banco Central). A partir de janeiro de 2004, 51,1% da dívida interna federal estava em LFTs e tinha duração de um dia. Essa taxa do título é quase igual à taxa do CDI - Certificado de Depósito Interbancário que é influenciada pela taxa SELIC, definida pelo COPOM⁴.

A taxa SELIC tem oscilado desde 1996, de um mínimo de 15% a.a. em janeiro de 2001 até um máximo de 45% a.a. em março de 1999 (Figura 10).

⁴ COPOM – *Comitê de Política Monetária*.

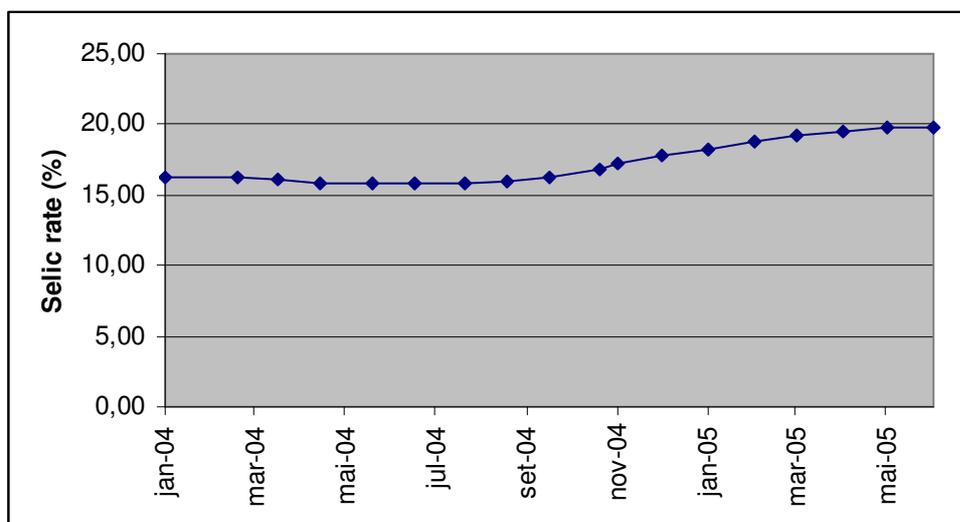


Figura 10 – Taxa SELIC (Fonte: Banco Central do Brasil)

A atividade de projeto de pequena hidrelétrica proposta está em desenvolvimento com base nas finanças do projeto. Para financiar a construção, os patrocinadores do projeto se beneficiaram das linhas de financiamento do BNDES. Esse apoio financeiro cobre 83,5% dos custos do projeto com uma TJLP⁵ (Taxa de Juros de Longo Prazo do BNDES) de 9,75% mais 3,5% de spread de risco por um período de 12 anos e um período de carência de 2 anos.

Esta análise de investimentos examina os fatores relativos às possíveis reduções certificadas de emissão (RCEs) e os incentivos derivados deles no processo de tomada de decisões sobre investimentos do projeto. Portanto, para tomar a decisão de realizar o projeto, os estudos de rentabilidade de investimentos consideraram a potencial monetização de créditos de CO₂ que o projeto produziria.

O projeto foi criado com uma TIR (Taxa Interna de Retorno) financeira esperada de cerca de 19,77% ao ano, sem o benefício das receitas das RCEs. Essa TIR média do projeto é muito próxima da taxa SELIC, mantida no nível de 19,73% desde julho de 2005 (quando Buriti iniciou sua construção), embora o projeto seja um investimento com um risco muito maior, se comparado aos títulos do governo brasileiro. A inclusão das receitas das RCEs faz com que a TIR do projeto aumente aproximadamente 82 pontos base, de 19,77% para 20,59% (cálculo da TIR mediante solicitação). Esse aumento no retorno compensaria parcialmente o risco adicional que o investidor assumiria com este projeto.

Além do aumento de 82 pontos base, 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 de desconto aplicável, aumentando assim a alavancagem do projeto.

A Tabela 4 abaixo mostra a atratividade das receitas de RCEs do projeto, com base na TIR do projeto.

⁵ A TJLP é a taxa de juros de referência e de longo prazo do BNDES para o financiamento do Banco.



Planta	TIR com RCE	TIR sem RCE
Buriti	20,59%	19,77%

Tabela 4: Análise financeira do projeto

É importante notar que a comparação direta entre a taxa SELIC 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.

O alto nível das garantias exigidas para financiar um projeto de energia no Brasil representa uma barreira para o desenvolvimento de novos projetos. Seguro, garantias financeiras, assessorias financeiras são exigências que aumentam o custo do projeto e se constituem em barreiras para a obtenção de financiamento para o projeto. Além disso, esse é um projeto de pequena escala, que geralmente encontra maior dificuldade (que projetos de grande escala) de acesso a linhas de financiamento no Brasil, em razão dos riscos reais ou percebidos.

Outras barreiras financeiras estão relacionadas ao CCVE (Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica). O CCVE é exigido para se obter financiamento de longo prazo de um banco e a falta de contratos comerciais adequados com os compradores de energia pode influenciar diretamente a negociação entre o banco e o desenvolvedor do projeto. A maioria das companhias de serviços públicos no Brasil não possui um risco de crédito satisfatório, o que representa uma barreira para a obtenção de financiamentos de longo prazo.

Devido aos vários programas e incentivos que foram considerados ao longo dos últimos anos, mas que nunca foram implementados com sucesso, é fácil observar a dificuldade e as barreiras para implementar projetos de pequena hidrelétrica no país. O primeiro programa foi chamado PCH-COM e estruturado no final de 2000/início de 2001. Em fevereiro de 2001 a tarifa planejada era R\$ 67,00/MWh, que era o preço de referência da "fonte de energia competitiva" ou o custo médio regular das adições de geração de energia, mas o preço de referência de mercado da fonte de PCH na época era cerca de R\$ 80,00/MWh. Apesar da tarifa mais baixa, o incentivo contava com a garantia do CCVE e com a fonte de financiamento especial. O programa não foi bem-sucedido por causa das garantias exigidas e das cláusulas do contrato. Por exemplo, o projeto não foi considerado com base nas suas finanças e o financiador exigiu garantias diretas do desenvolvedor (outras além do próprio projeto).

Em abril de 2002, a lei do Proinfa foi emitida para incentivar o setor. A existência do Proinfa comprova que é necessário um incentivo sólido para promover a construção de projetos de energia renovável no Brasil e que existe espaço para projetos de MDL. A análise do Proinfa e dos outros incentivos do setor de energia ilustra os obstáculos que os desenvolvedores que não estão participando de nenhum programa precisam enfrentar. Durante a primeira audiência pública do Proinfa no início de 2003, a tarifa planejada para PCH era R\$ 125,09/MWh (com base em junho de 2003 e reajustada pelo índice de inflação medido pelo IGP-M). Mas em 30 de março de 2004, o MME (Ministério de Minas e Energia) emitiu a Portaria n° 45, que estabeleceu a tarifa de R\$ 117,02/MWh (com base em março de 2004 e reajustada pelo IGP-M), em janeiro de 2005 ela era cerca de R\$ 129,51/MWh. Em 2005, o BNDES apresentou a última versão final da sua linha de incentivo financeiro no âmbito do Proinfa, diferente da primeira considerada para o programa, que foi considerada insuficiente. Isso significa que nos último cinco anos o governo teve que



apresentar uma nova proposição (ou incentivo) ao ano para convencer os desenvolvedores a investir no setor de pequenas hidrelétricas.

Por causa de todas as dificuldades expostas e apesar de todos os incentivos do governo, existem 213 projetos de PCH aprovados no Brasil⁶, entre 1998 e 2005, cuja construção ainda não foi iniciada. E somente 1,3% da energia elétrica gerada no país vem das PCHs. A conclusão é que os incentivos do MDL desempenham um papel muito importante para vencer as barreiras financeiras mencionadas anteriormente.

Falta de Infra-estrutura

A região em que o projeto localiza-se é isolada e não desenvolvida. Falta infra-estrutura, como estradas, fornecimento de energia elétrica, comunicações e transporte confiáveis. O patrocinador do projeto teve que desenvolver esses recursos antes da implementação do projeto. Além disso, não havia pessoal qualificado disponível na região, devido à falta de escolas e universidades.

Barreira institucional

Como descrito acima, desde 1995 as políticas governamentais do mercado de eletricidade do governo 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/MWh (cerca de US\$ 200/MWh) e o preço marginal projetado para a nova energia chegou em níveis de R\$ 120 a R\$ 150/MWh (cerca de US\$ 40). No meio de 2004, o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). Essa volatilidade relativamente alta do preço da eletricidade no Brasil, embora no curto prazo, contribui para dificultar a análise do mercado pelos desenvolvedores.

Subpasso 3b. Mostrar que as barreiras identificadas não evitariam a implementação de pelo menos uma das alternativas:

Como descrito acima, a principal alternativa para a atividade de projeto é continuar na mesma situação. O patrocinador do projeto poderia investir seus recursos em diferentes investimentos do mercado financeiro. Portanto, as barreiras acima não afetam os investimentos em outras oportunidades. Pelo contrário: as taxas de juros brasileiras, que representam uma barreira para a atividade de projeto, são muito atraentes e se constituem em uma alternativa viável de investimento.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 4

Passo 4. Análise da prática comum

Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade de projeto proposta:

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Um dos pontos que deve ser considerado na análise de investimento em um projeto de pequena hidrelétrica no período (2001-2005) era a possibilidade de participar do Programa Proinfa do Governo Federal. Embora alguns projetos tenham iniciado a construção independentemente do Proinfa, o programa é considerado como uma das alternativas de financiamento mais viáveis para esse projeto, que

⁶ Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.



fornecerá CCVEs de longo prazo e condições especiais de financiamento. A atividade de projeto participa do programa.

Tanto o processo de negociação de um CCVE com as concessionárias como o de obtenção de financiamento do BNDES são frequentemente muito difíceis. Muitos desenvolvedores percebem que o BNDES exige garantias excessivas para fornecer financiamento. Embora isto possa ser a função do Banco como uma instituição financeira, visando a mitigação de riscos, isto é considerado como uma barreira de mercado. Outros riscos e barreiras estão relacionados a questões técnicas e operacionais associadas com pequenas hidrelétricas, inclusive 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 concessionária, mas essas empresas normalmente não têm incentivos ou motivação para comprar a eletricidade gerada por projetos de pequenas hidrelétricas.

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. Além disso, o governo brasileiro tem defendido que os projetos no Programa Proinfa também são qualificados para participar do MDL, de acordo com a decisão da UNFCCC sobre a qualificação de projetos derivados de políticas públicas. A legislação que criou o Proinfa levou em consideração possíveis receitas do MDL para prosseguir com o programa.

O setor de energia elétrica sofreu por ficar mais de um ano (2003 a 2004) sem regulamentação e, mesmo atualmente, a legislação ainda não está clara para todos os investidores e participantes. A prática vigente de negócios no Brasil, no que diz respeito à obtenção de financiamento e garantias financeiras para os projetos, é uma barreira para os investimentos em projetos de energia renovável. O acesso a financiamento de longo prazo para projetos de energia renovável é difícil, principalmente por causa das garantias necessárias e da falta de uma estrutura financeira efetiva para os projetos. O alto custo do capital no Brasil é uma barreira para os projetos serem desenvolvidos.

Como exemplo, uma análise rápida da instalação de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil, desde 2001, mostra que os incentivos para esta fonte eram inexistentes, ou melhor, não eram eficazes, indicando uma barreira de mercado/financeira⁷:

Instalação de PCH	
Ano	MW
2001	69,07
2002	51,46
2003	267,68
2004	67,79
2005 (até março)	25,20

Em virtude das razões mencionadas acima, somente 1,3% da capacidade instalada do Brasil provém de fontes de pequenas hidrelétricas (1,2 GW de um total de 88,7 GW). Além disso, dos 6.934 MW em

⁷ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica



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 reguladora⁸. Muitos outros projetos ainda se encontram em desenvolvimento, esperando melhores oportunidades de investimento.

A prática comum no Brasil tem sido a construção de centrais hidrelétricas de grande escala e, mais recentemente, de centrais termelétricas a combustível fóssil, com gás natural, que também recebem incentivos do governo. Já 21,3% da energia gerada no país vem de centrais termelétricas, e a tendência é que esse número aumente nos próximos anos, pois 42% dos projetos aprovados entre 1998 e 2005 são de centrais termelétricas (comparado com somente 14% de PCHs)⁹.

Esses números mostram que os incentivos para a construção de centrais termelétricas têm sido mais eficazes que os para PCHs. O uso do gás natural tem aumentado no Brasil desde a construção do GASBOL (o gasoduto Brasil-Bolívia). Além disso, a obtenção das licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras leva mais tempo para as centrais hidrelétricas (anos) do que para as termelétricas (dois meses)

No mais recente leilão de energia, que ocorreu em 16 de dezembro de 2005, no Rio de Janeiro, foram dadas 20 concessões para novas centrais, das quais somente duas eram PCHs (28 MW). Do total de 3.286 MW vendidos, 2.247 MW (68%) virão de centrais termelétricas, dos quais 1.391 se originam de centrais termelétricas a queima de gás natural, ou seja, 42% do total vendido¹⁰.

Em resumo, este projeto não pode ser considerado prática comum e, portanto, não é um cenário usual de negócio.

E fica claro que, na ausência do incentivo criado pelo MDL, este projeto não seria o cenário mais atraente.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 5

Passo 5 – Impacto do registro do MDL

De acordo com a legislação brasileira¹¹ pequenas centrais hidrelétricas devem ter uma capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km². Em geral, consistem em uma hidrelétrica com reservatório com impacto ambiental mínimo.

Esta atividade de projeto não é o cenário usual de negócio no país, em que grandes projetos hidrelétricos e termelétricos a queima de gás natural representam a maior parte da capacidade instalada. Com o benefício financeiro proveniente das RCEs, espera-se que outros desenvolvedores de projeto se beneficiem dessa nova fonte de receitas e decidam, então desenvolver esses projetos. Um aumento de cerca de 100 pontos base, decorrente das RCEs, constitui um importante fator para a implementação do projeto.

⁸ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

⁹ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

¹⁰ Rosa, Luis Pinguelli. Brasileiro. *Jornal Folha de São Paulo*, 28 de dezembro de 2005.

¹¹ Conforme definido pela Resolução da ANEEL nº 652 de 9 de dezembro de 2003.



O MDL possibilitou que alguns investidores instalassem pequenas centrais hidrelétrica e vendessem eletricidade à rede. O registro da atividade de projeto proposto terá um forte impacto na abertura de caminho para a implementação de projetos semelhantes no Brasil.

SATISFEITO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL

B.4. Descrição de como a definição do limite do projeto relacionada à metodologia de linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto:

Os limites do projeto são definidos pelas emissões direcionadas ou diretamente afetadas pelas atividades do projeto, construção e operação. Ele abrange o local geográfico e físico da fonte de geração de energia hidrelétrica, que é representada pela bacia correspondente ao rio do projeto, perto da instalação da central e da rede interligada.

O Brasil é um país grande e está dividido em cinco macrorregiões geográficas: Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. A maior parte da população concentra-se nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Assim a geração de energia e, conseqüentemente, a transmissão, estão concentradas em três subsistemas. A expansão de energia se concentrou em duas áreas específicas:

- Norte/Nordeste: A eletricidade desta região é fornecida basicamente pelo rio São Francisco. Existem sete hidrelétricas no rio, com uma capacidade total instalada de cerca de 10,5 GW. 80% da região norte é alimentada por diesel. Entretanto, na cidade de Belém, capital do estado do Pará, onde estão localizadas as indústrias de alumínio e mineração, a eletricidade é fornecida por Tucuruí, a segunda maior hidrelétrica do Brasil;
- sul/sudeste/centro-oeste: A maior parte da eletricidade gerada no país está concentrada neste subsistema. Essas regiões também concentram 70% da geração do PIB no Brasil. Existem mais de 50 centrais hidrelétricas gerando eletricidade para este subsistema.

Os limites dos subsistemas são definidos pela capacidade de transmissão. As linhas de transmissão entre os subsistemas têm uma capacidade limitada e a troca de eletricidade entre esses subsistemas é difícil. A falta de linhas de transmissão força a concentração da eletricidade gerada em cada um dos próprios subsistemas. Assim, o subsistema interligado Sul/Sudeste/Centro-oeste da rede brasileira onde a atividade de projeto está localizada é considerado um limite.

Parte da eletricidade consumida no país é importada de outros países. Argentina, Uruguai e Paraguai fornecem uma parte muito pequena da eletricidade consumida no Brasil. Em 2003, cerca de 0,1% da eletricidade foi importada desses países. Em 2004 o Brasil exportou eletricidade para a Argentina que atravessava um período de escassez. A energia importada de outros países não afeta o limite do projeto nem o cálculo da linha de base.

B.5. Detalhes das informações de linha de base inclusive a data de conclusão do estudo da linha de base e o(s) nome(s) da(s) pessoa(s)/entidade(s) que determina(m) a linha de base:

Para o primeiro período de créditos, o fator de emissão $EF_{OM,y}$ será calculado *ex-ante*. Informações detalhadas sobre a linha de base estão descritas no Anexo 3. Data de conclusão da versão final desta seção de linha de base (DD/MM/AAAA): 21/12/2005.



Ecoinvest Carbon
Rua Padre João Manoel, 222
01411-000
São Paulo – SP
Brasil

Ricardo Esparta
esparta@ecoinvestcarbon.com
Telefone: 55 11 3063-9068
Fax: 55 11 3063-9069

A Ecoinvest é a consultora do projeto e também participante do projeto.

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:

19/07/2005.

C.1.2. Vida útil de operação esperada da atividade de projeto:

35a-0m.

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:

15/01/2007.

C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:

7a-0m.

C.2.2. Período de crédito fixo:

C.2.2.1. Data de início:

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.



SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia de monitoramento e plano

D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto:

ACM0002 "Metodologia de monitoramento consolidada para geração de eletricidade interligada à rede com emissões zero a partir de fontes renováveis".

D.2. Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto:

Esta metodologia de monitoramento deve ser utilizada em conjunto com a metodologia de linha de base aprovada ACM0002 - Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis, e aplica-se aos acréscimos da capacidade elétrica a partir de pequenas centrais hidrelétricas com reservatório.

A metodologia é aplicável à atividade de projeto. Ela consiste no uso de equipamentos de medição projetados para registrar e verificar no sentido bidirecional a energia gerada pela instalação. Esta medição de energia é essencial para verificar e monitorar as reduções na emissão de GEE. O plano de monitoramento permite o cálculo das emissões de GEEs geradas pela atividade de projeto de maneira direta, aplicando o fator de emissão da linha de base.

**D.2. 1. Opção 1: Monitoramento das emissões no cenário do projeto e no cenário da linha de base**

De acordo com a ACM0002, versão 6, 19/05/2006, novos projetos de hidrelétricas com reservatórios devem considerar as emissões do projeto, estimadas da seguinte forma:

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

$$PE_y = \frac{EF_{Res} * EG_y}{1000}$$

where,

PE_y	Emission from reservoir expressed as tCO ₂ e/year
EF_{Res}	is the default emission factor for emissions from reservoirs, and the default value as per EB23 is 90 Kg CO ₂ e /MWh.
EG_y	Electricity produced by the hydro electric power project in year y, in MWh

b) Se a densidade de potência do projeto for maior que 10 W/m², PE_y = 0.

Para a PCH de Buriti,

Capacidade do projeto: 30 MW

Área do reservatório: 0,38 Km²

Densidade de potência = 30/0,38:

Densidade de potência = 78,95 W/m², assim PE_y=0,

Portanto, a tabela D.2.1.1 a seguir está vazia.

**D.2.1.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade de projeto e como esses dados serão arquivados:**

Número de identificação (Use números para facilitar a referência cruzada com D.3)	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico/impresso)	Comentário

D.2.1.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/algoritmo, unidades das emissões de CO₂ e)

Com base na tecnologia de energia hidrelétrica, as emissões do projeto (PE_y) são iguais a zero; assim, não são necessárias fórmulas para o cálculo das emissões diretas.

D.2.1.3. Dados relevantes necessários para a determinação da linha de base de emissões antropogênicas por fontes de GEEs contidas dentro do limite do projeto e como esses dados serão coletados e arquivados :

Número de identificação (Use números para facilitar a referência cruzada com a tabela D.3)	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c), estimados (e):	Frequência de registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico/impresso)	Comentário



1. EF_y	Fator de emissão de CO_2 da rede	Calculado	tCO_2/MWh	C	Durante a validação. Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão $EF_{OM,y}$ será calculado ex-ante	100%	Formato eletrônico e impresso	Durante o período de créditos e dois anos depois.
2. $EF_{OM,y}$	Fator de emissão da margem de operação de CO_2 da rede	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002	tCO_2/MWh	C	Durante a validação. Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão $EF_{OM,y}$ será calculado ex-ante	100%	Formato eletrônico e impresso	Durante o período de créditos e dois anos depois.
3. $Ef_{BM,y}$	Fator de emissão da margem de construção de CO_2 da rede	Dados fornecidos pelo ONS Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002	tCO_2/MWh	C	Durante a validação. Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão $EF_{OM,y}$ será calculado ex-ante	100%	Formato eletrônico e impresso	Durante o período de créditos e dois anos depois.
4. λ_y	Fração de tempo durante a qual os recursos de baixo custo/inflexíveis ficam na margem	Dados fornecidos pelo ONS Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002		C	Durante a validação. Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão $EF_{OM,y}$ será calculado ex-ante	100%.	Formato eletrônico e impresso	Durante o período de créditos e dois anos depois.



5. Geração da eletricidade do projeto alimentada na rede (EGy)	Medição da energia interligada à rede e relatório anual de geração de energia	MWh		M	Medição de 15 minutos e gravação mensal	100%	Formato eletrônico e impresso	A eletricidade alimentada na rede é monitorada pelo Projeto e também pelo comprador de energia.
6.	Área	Área da superfície no nível completo do reservatório	m ²	M	No início do projeto	100%	Formato eletrônico. Durante o período de crédito	

D.2.1.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões da linha de base (para cada gás, fonte, fórmulas/algoritmo, unidades de emissões de CO₂e)

De acordo com a metodologia selecionada aprovada (ACM0002, 2004), o fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

Conforme a ACM0002 (2006), um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os três passos a seguir:

- **PASSO 1** - Calcular o(s) fator(es) de emissão da margem de operação, com base em um dos seguintes métodos
 - Margem de operação simples
 - Margem de operação simples ajustada
 - Margem de operação da análise dos dados de despacho

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificação/adição de cabeçalhos ou logotipo, formato ou fonte.



- Margem de operação média.

A segunda alternativa, a margem de operação simples ajustada, será usada aqui.

O fator de emissão da margem de operação simples ajustada ($EF_{OM,ajustada,y}$ em tCO₂/MWh) é uma variação da margem de operação simples, onde as fontes de energia (inclusive importações) são separadas entre fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e outras fontes de energia (j):

$$EF_{OM, simple-adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad \text{Equação 1}$$



Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
 - $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) em ano(s) y ,
 - $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO_2 e de combustível i (t CO_2 e / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) e a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e
 - $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j (análogo para fontes k).
- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (t CO_2 e/MWh) de uma amostra de centrais m , como a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 2}$$

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogas às variáveis descritas para o método OM simples (ACM0002, 2006) para as centrais m , com base nas informações mais recentes disponíveis sobre plantas já construídas. O grupo de amostra m consiste em uma das seguintes:

- As cinco centrais que foram construídas mais recentemente ou
- As adições de capacidade das centrais do sistema elétrico que abrangem 20% da geração do sistema (em MWh) e que foram construídas mais recentemente.

Os participantes do projeto devem usar, dessas duas opções, o grupo de amostra que abrange a maior geração anual.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificação/adição de cabeçalhos ou logotipo, formato ou fonte.



- **PASSO 3** – Calcular o fator de emissão da linha de base EF_y , como a média ponderada do fator da margem de operação ($EF_{OM,y}$) e do fator da margem de construção ($EF_{BM,y}$):

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 3}$$

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.

D. 2.2. Opção 2: Monitoramento direto das reduções de emissão da atividade de projeto (os valores devem ser compatíveis com os da seção E).

A Opção 2 não se aplica.

D.2.2.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade de projeto e como esses dados serão arquivados:

Número de identificação (Use números para facilitar a referência cruzada com a tabela D.3)	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c), estimados (e):	Frequência de registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico/ impresso)	Comentário

**D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissões de CO₂e):**

A Opção 2 não se aplica.

D.2.3. Tratamento de fugas no plano de monitoramento**D.2.3.1. Se aplicável, descreva os dados e informações que serão coletados para monitorar os efeitos das fugas da atividade de projeto.**

Número de identificação (Use números para facilitar a referência cruzada com a tabela D.3)	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico/ impresso)	Comentário

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

Emissões do projeto na forma de metano também podem advir da construção e operação de um reservatório de água se a biomassa for permanentemente submersa no processo. O projeto nesta atividade de projeto é uma Pequena Central Hidrelétrica com reservatório; portanto, tem somente reservatórios pequenos, não havendo emissões significativas de metano resultantes da degradação da biomassa.

Assim, não foi identificada nenhuma fonte de emissões e, portanto, nenhum dado será coletado nem arquivado. Não existem entradas na tabela D.2.3.1.

**D.2.3.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as fugas (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissão de CO₂e)**

Não se aplica.

D.2.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as reduções de emissão para a atividade de projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissões de CO₂e)

Com base na tecnologia de energia hidrelétrica, as emissões do projeto (*PE_y*) são iguais a zero; assim, não são necessárias fórmulas para o cálculo das emissões diretas.

D.3. Os procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) estão sendo realizados para os dados monitorados		
Dados (Indicar a tabela e o número de identificação, p.ex. 3.-1; 3.2).	Nível de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo)	Explicar os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados ou porque esses procedimentos não são necessários.
D.2.1.3-1.	Baixo	O fator de emissão de linha de base (<i>EF_y</i>) é calculado como uma margem combinada (<i>CM</i>), que consiste na combinação dos fatores de margem de operação (<i>OM</i>) e margem de construção (<i>BM</i>). Os cálculos para essa margem combinada baseiam-se em dados de uma fonte oficial e disponibilizados ao público.
D.2.1.3-2.	Baixo	Os dados não precisam ser monitorados
D.2.1.3-3.	Baixo	Os dados não precisam ser monitorados
D.2.1.3-4.	Baixo	Os dados não precisam ser monitorados
D.2.1.3-5.	Baixo	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados no Anexo 4
D.2.1.3-6.	Baixo	Os dados são monitorados somente no início do projeto

D.4 Descreva a estrutura de operação e de gerenciamento que o operador do projeto irá implementar para monitorar as reduções de emissão e quaisquer efeitos de fugas, gerados pela atividade de projeto

A estrutura de operação e gerenciamento é descrita no Anexo 4.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificação/adição de cabeçalhos ou logotipo, formato ou fonte.



D.5 Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento:

Ecoinvest Carbon
Rua Padre João Manoel, 222
01411-000
São Paulo – SP
Brasil
Ricardo Esparta
esparta@ecoinvestcarbon.com
Telefone: 55 11 3063-9068
Fax: 55 11 3063-9069

A Ecoinvest é a consultora do projeto e também participante do projeto.



SEÇÃO E. Estimativa das emissões de GEEs por fontes

E.1. Estimativa das emissões de GEEs por fontes:

De acordo com a ACM0002, versão 6, 19/05/2006, novos projetos de hidrelétricas com reservatórios devem considerar as emissões do projeto, estimadas da seguinte forma:

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

$$PE_y = \frac{EF_{Res} * EG_y}{1000}$$

where,

PE_y	Emission from reservoir expressed as tCO ₂ e/year
EF_{Res}	is the default emission factor for emissions from reservoirs, and the default value as per EB23 is 90 Kg CO ₂ e /MWh.
EG_y	Electricity produced by the hydro electric power project in year y, in MWh

b) Se a densidade de potência do projeto for maior que 10 W/m². PE_y = 0.

Para a PCH de Buriti,

Capacidade do projeto: 30 MW

Área do reservatório: 0,38 Km²

Densidade de potência = 30/0,38:

Densidade de potência = 78,95 W/m²; assim PE_y=0

E.2. Fugas estimadas:

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.

Emissões do projeto na forma de metano também podem advir da construção e operação de um reservatório de água se a biomassa for permanentemente submersa no processo. O projeto nesta atividade de projeto é uma pequena central hidrelétrica com reservatório; portanto, tem somente reservatórios pequenos, não havendo emissões significativas de metano resultantes da degradação da biomassa.

E.3. A soma de E.1 e E.2 representa as emissões da atividade de projeto:

Como não há entradas para E.1 nem E.2, a soma em E.3 é zero.

E.4. Emissões antropogênicas estimadas por fonte de gases de efeito estufa da linha de base:



De acordo com a metodologia selecionada aprovada (ACM0002), o fator de emissão da linha de base é definido como (EF_y) e é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

O sistema elétrico brasileiro divide-se geograficamente em 5 macrorregiões: Sul (S), Sudeste (SE), Centro-Oeste (CO), Norte (N) e Nordeste (NE). Com relação ao sistema elétrico, as cinco macrorregiões do país são alimentadas por dois sistemas elétricos distintos. O maior sistema de transmissão de eletricidade interligado, que inclui as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, é responsável por mais de 70% do total da capacidade instalada no Brasil. Inclui a central hidrelétrica de Itaipu e as duas únicas centrais nucleares atualmente em operação no Brasil: Angra I (657 MW) e Angra II (1.309 MW). O segundo sistema interligado nacional conecta as regiões Norte e Nordeste, sendo responsável por mais de 25% do total da capacidade instalada brasileira. Um sistema menor inclui redes pequenas independentes, isoladas em termos de energia elétrica, em sua maioria na região norte. Esses sistemas isolados eram responsáveis por menos de 5%, e têm como base principalmente centrais termelétricas (SIESE, 2002).

As centrais serão integradas ao sistema elétrico interligado sul/sudeste/centro-oeste.

Conforme a ACM0002, um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os seguintes três passos:

- **PASSO 1** - Calcular o(s) fator(es) de emissão da margem de operação, com base em um dos seguintes métodos:
 - Margem de operação simples
 - Margem de operação simples ajustada
 - Margem de operação da análise dos dados de despacho
 - Margem de operação média.

A margem de operação da análise dos dados de despacho deve ser a primeira escolha metodológica. Uma vez que o operador nacional do sistema elétrico brasileiro não forneceu dados suficientes, a opção não está atualmente disponível. A margem de operação simples pode ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/inflexíveis¹² constituírem menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nos valores normais de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A Tabela 5 mostra a participação da energia hidrelétrica em relação à produção elétrica total para o sistema brasileiro interligado S-SE-CO. Porém, os resultados indicam que a margem de operação simples não se aplica ao Projeto.

¹² Baixos custos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (ACM0002, 2006).



Ano	Participação de energia hidrelétrica (%)
1999	94,0
2000	90,1
2001	86,2
2002	90,0
2003	92,9

Tabela 5 – Participação da produção de energia hidrelétrica no sistema interligado brasileiro S-SE-CO de 1999 a 2003 (ONS, 2004)

A quarta alternativa, margem de operação média, é uma simplificação excessiva e, devido à alta participação de um recurso de baixo custo de operação/inflexível (hídrico), não reflete, de forma alguma, o impacto da atividade de projeto na margem de operação. Portanto, a margem de operação simples ajustada será usada aqui.

O fator de emissão da margem de operação simples ajustada ($EF_{OM,ajustada,y}$ em tCO_2/MWh) é uma variação da margem de operação simples, onde as fontes de energia (inclusive importações) são separadas entre fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e outras fontes de energia (j):

$$EF_{OM, simple-adjusted,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) em ano(s) y ,
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO_2 e de combustível i (tCO_2e / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) e a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e
- $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j (análoga para fontes k).

Os números mais atuais do sistema interligado S-SE-CO foram obtidos do *Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)*, na forma de relatórios diários consolidados (ONS-ADO, 2004). Foram considerados os dados de 120 centrais, abrangendo uma capacidade instalada de 63,6 GW e geração de



eletricidade de cerca de 828 TWh durante o período de três anos. Com os números do ONS, a Equação 4 é calculada, como descrito a seguir:

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- $EF_{OM,y}$ é o fator de emissão da margem de operação simples (em tCO₂/MWh) ou o fator de emissão para recursos de baixo custo/inflexíveis por fontes relevantes de energia j em ano(s) y .

Os recursos de baixo custo/inflexíveis no sistema brasileiro interligado S-SE-CO são centrais termoneucleares e hidrelétricas, consideradas livres de emissões de gases de efeito estufa, ou seja, o $COEF_{i,j}$ dessas centrais é zero. Assim, o fator de emissão dos recursos de baixo custo/inflexíveis resulta em: $EF_{OM,y} = 0$.

$$EF_{OM-non,y} = \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{j,k}} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

- $EF_{OM-non,y}$ é o fator de emissão para recursos **não** de baixo custo/inflexíveis (em tCO₂/MWh) por fontes de energia relevantes k em ano(s) y .

Os recursos não de baixo custo/inflexíveis no sistema interligado brasileiro S-SE-CO são centrais termelétricas de queima de carvão mineral, óleo combustível, gás natural e óleo diesel. Essas centrais geram emissões de gases de efeito estufa, não equilibradas, calculadas da seguinte forma:

O produto $\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ para cada uma das centrais foi obtido a partir das seguintes fórmulas:

$$F_{i,k,y} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot 3,6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y} \cdot NCV_i} \quad \text{Equação 7}$$

$$COEF_{i,k} = NCV_i \cdot EF_{CO2,i} \cdot 44/12 \cdot OXID_i \quad \text{Equação 8}$$

$$\text{Assim: } F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot EF_{CO2,i} \cdot OXID_i \cdot 44/12 \cdot 3,6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y}} \quad \text{Equação 9}$$



Onde a variável e os parâmetros usados são:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é fornecido em [kg], $COEF_{i,j}$ em [tCO₂e/kg] e $F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ em [tCO₂e]
- $GEN_{i,k,y}$ é a geração de eletricidade para a central k , com combustível i , no ano y , obtida do banco de dados do ONS, em MWh
- $EF_{CO_2,i}$ é o fator de emissão para o combustível i , obtido de Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [Diretrizes Revisadas de 1996 para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa], em tC/T.
- $OXID_i$ é o fator de oxidação para o combustível i , obtido de Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [Diretrizes Revisadas de 1996 para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa], em %.
- 44/12 é o fator de conversão de carbono de tC para tCO₂.
- $3,6 \times 10^{-6}$ é o fator de conversão de energia, de MWh para TJ.
- $\eta_{i,k,y}$ é a eficiência térmica da central k , operando com combustível i , no ano y , obtida de Bosi et al. (2002).
- NCV_i é o poder calorífico líquido do combustível i [TJ/kg].

$\sum_{k,y} GEN_{k,y}$ é obtido do banco de dados do ONS, como o somatório da geração de eletricidade dos recursos que não são de baixo custo/inflexíveis, em MWh.

Os λ_y fatores são calculados como indicado na metodologia ACM0002, com dados obtidos do banco de dados do ONS. A Figura 11, a Figura 12 e a Figura 13 apresentam as curvas de duração da carga e os cálculos λ_y para os anos 2002, 2003 e 2004, respectivamente.

Os resultados dos anos 2002, 2003 e 2004 são apresentados na Tabela 6.

Ano	$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}$ [tCO ₂ /MWh]	λ_y [%]
2002	0,8504	0,5053
2003	0,9378	0,5312
2004	0,8726	0,5041

Tabela 6 - Proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem no sistema S-SE-CO para o período de 2002 a 2004 (ONS-ADO, 2005).

Com os números do ONS, o primeiro passo foi calcular os fatores lambda e os fatores de emissão para a margem de operação simples. Os valores obtidos podem ser vistos na Tabela 6, nas Figuras 11, 12 e 13.



Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular $EF_{OM,simples-ajustada,2002-2004}$ como a média ponderada de $EF_{OM,simples-ajustada,2002}$, $EF_{OM,simples-ajustada,2003}$ e $EF_{OM,simples-ajustada,2004}$ e λ_y à Equação 1:

$$\bullet \quad EF_{OM,simples-ajustada,2002-2004} = 0,4332 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração ($\text{tCO}_2\text{e/MWh}$) de uma amostra de centrais m , como a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 10}$$

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogas às variáveis descritas para o método de OM simples (ACM0002, 2006) para as plantas m , com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as plantas já construídas. O grupo de amostra m consiste em uma das seguintes:

- As cinco centrais que foram construídas mais recentemente ou
- As adições de capacidade das centrais do sistema elétrico que abrangem 20% da geração do sistema (em MWh) e que foram construídas mais recentemente.

Os participantes do projeto devem usar, dessas duas opções, o grupo de amostra que abrange a maior geração anual.

Aplicando os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico à Equação 2:

$$\bullet \quad EF_{BM,2004} = 0,0962 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

- **PASSO 3** – Calcular o fator de emissão da linha de base EF_y , como a média ponderada do fator da margem de operação ($EF_{OM,y}$) e do fator da margem de construção ($EF_{BM,y}$):

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 11}$$

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , por padrão, são 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$). Com estes números:

$$EF_y = 0,5 \times 0,4332 + 0,5 \times 0,0962$$

$$\bullet \quad EF_y = 0,2647 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$



As emissões de linha de base são calculadas utilizando-se a geração anual (eletricidade anual despachada à rede) vezes a taxa de emissão média de CO₂ da linha de base estimada, conforme:

$$\begin{array}{l} \text{Geração de energia de projeto monitorada} \quad (\text{MWh}) \quad (\text{A}) \\ \text{Fator da taxa de emissão da linha de base} \quad (\text{tCO}_2/\text{MWh}) \quad (\text{B}) \\ \text{(A) x (B)} \quad (\text{tCO}_2) \end{array}$$

E.5. A diferença entre E.4 e E.3 que representa as reduções de emissões da atividade de projeto:

As reduções nas emissões via a atividade de projeto (ER_y) durante um determinado ano y são o produto do fator de emissões da linha de base (EF_y , em tCO₂e/MWh) multiplicado pela eletricidade fornecida pelo projeto à rede (EG_y , em MWh), como a seguir:

$$ER_y = EF_y \cdot EG_y \quad \text{Equação 12}$$

Uma vez que a capacidade instalada de Butiti é de 30 MW e o fator de capacidade é 0,92, a estimativa do total de energia produzida anualmente é 241.776 MWh.

Considerando que o fator de emissão *ex-ante* é 0,2647 tCO₂/MWh, a estimativa anual de reduções de emissões será de 63.998 tCO₂.

Os resultados seguem abaixo.

PCH	Buriti
Potência instalada (MW)	30
Início	15/jan/07
Fator de capacidade para comercialização	0.92
linha de base (tCO ₂ /MWh)	0.2647

	Buriti		
	Energia (MWh)	tCO ₂ reduzidas	
Total 2007 (início em 15 de janeiro)	232,502	61,543	1°
Total 2008	241,776	63,998	2°
Total 2009	241,776	63,998	3°
Total 2010	241,776	63,998	4°
Total 2011	241,776	63,998	5°
Total 2012	241,776	63,998	6°
Total 2013	241,776	63,998	7°
Total 2014 (até 14 de janeiro)	9,274	2,455	8°
Total do período	1,692,432	447,987	



E.6. Tabela com os valores obtidos com a aplicação das fórmulas acima:

A seguir é mostrada a Tabela 9 do perfil das reduções de emissão do projeto na atividade de projeto. Veja os valores usados para este cálculo no Anexo 3.

Anos	Estimativa das emissões das atividades de projeto (tCO ₂ e)	Estimativa das emissões de linha de base (tCO ₂ e)	Estimativa de fugas (tCO ₂ e)	Estimativa final das reduções de emissões (tCO ₂ e)
2007 (início em 15 de Janeiro)	0	61.543	0	61.543
2008	0	63.998	0	63.998
2009	0	63.998	0	63.998
2010	0	63.998	0	63.998
2011	0	63.998	0	63.998
2012	0	63.998	0	63.998
2013	0	63.998	0	63.998
2014 (até 14 de Janeiro)	0	2.455	0	2.455
Total (tCO₂e)	0	447.987	0	447.987

Tabela 9: Estimativa total de reduções em tCO₂ do projeto

SEÇÃO F. Impactos ambientais

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

A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando a uma exigência por 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. As políticas de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

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 km² ou, se a área estiver entre 3 km² e 13 km², 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;
- 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.

O processo começa com uma análise prévia (estudos preliminares) feitos pelo departamento de meio ambiente local. Depois disso, se o projeto for considerado ambientalmente viável, os patrocinadores têm que preparar a avaliação ambiental, que é composta basicamente pelas seguintes informações:

- Razões para a implementação do projeto;
- Descrição do projeto, inclusive informações relativas ao reservatório;
- Diagnóstico Ambiental Preliminar, mencionando os principais aspectos bióticos e antrópicos;
- Estimativa preliminar dos impactos do projeto; e
- Possíveis medidas mitigatórias e programas ambientais.

O resultado dessas avaliações é a licença prévia (LP), que reflete o entendimento positivo da agência ambiental local sobre os conceitos ambientais do projeto.

Para obter a licença de instalação (LI) é necessário apresentar (a) informações adicionais sobre a avaliação anterior; (b) uma nova avaliação simplificada; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, conforme resolução da agência ambiental informada na LP.

A licença de operação (LO) é um resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção, realizados para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local foram completadas.

Foram utilizadas duas outras diretrizes para avaliar o projeto em relação à sustentabilidade ambiental, às exigências do governo brasileiro para obter a carta de aprovação e à lista de conferência das recomendações da World Commission on Dams. Os resultados das avaliações são:



Contribuição do Projeto para o Desenvolvimento Sustentável (exigência de aprovação ou carta de MDL).

a) Contribuição para a sustentabilidade ambiental local.

Em abril de 2002, a lei nº 10.438 criou o Proinfa (*Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia*). O Proinfa é um programa federal brasileiro que concede incentivos a fontes alternativas de eletricidade (energia eólica, co-geração de biomassa e central hidrelétrica de pequena escala). Entre outros fatores, a meta desta iniciativa é aumentar a participação das fontes de energia renovável na matriz elétrica brasileira, a fim de contribuir para uma sustentabilidade ambiental maior, trazendo mais vantagens econômicas a essas fontes de energia renovável. O governo brasileiro criou um grande fundo monetário com o objetivo de desenvolver este plano.

A Pouso Alto solicitou financiamento do Proinfa, que desempenha um importante papel na sustentabilidade ambiental local, especificamente na qualidade superior do ar, se comparado com um aumento no gás natural, que é parte da capacidade instalada da matriz elétrica do país.

O Projeto é parte do subsetor interligado da rede elétrica sul/sudeste/centro-oeste, a qual transporta eletricidade a partir da capacidade instalada. Isto é explicado adicionalmente na seção sobre cenário da linha de base, na Descrição de Documentos do Projeto, que mostra que a matriz elétrica brasileira constitui-se quase que principalmente de eletricidade derivada de grandes hidrelétricas, e em parte de eletricidade térmica derivada de biomassa, carvão mineral e principalmente de gás natural, cujo uso vem aumentando desde a construção do GASBOL (gasoduto Brasil-Bolívia).

Embora o gás natural seja o combustível fóssil mais limpo que há, a combustão para gerar eletricidade em centrais termelétricas emite gases de efeito estufa como: dióxido de carbono “CO₂”, metano “CH₄” e óxido nitroso “N₂O”, os quais são, de acordo com a Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE, 2004), os três gases de efeito estufa “GHGs” responsáveis pela maior parte dos efeitos de aquecimento global induzidos pelo ser humano.

Uma central hidrelétrica local de pequena escala forneceria um fluxo de energia mais constante, que desencorajaria geradores térmicos. Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também daria uma outra contribuição para a sustentabilidade ambiental. Ela reduz perdas técnicas ocorridas nas redes que fornecem eletricidade a essas comunidades distantes.

b) Contribuição para o desenvolvimento da quantidade e qualidade de empregos

O Projeto está associado a enormes gastos e a demandas de emprego significativas. Embora nem todos os empregos sejam preenchidos pela população local, parte da demanda por trabalhadores é absorvida pela mão-de-obra regional.

O perfil geral do funcionário para o tipo de construção do projeto é em média uma pessoa com poucos anos de educação formal. Este perfil teria dificuldade em encontrar um emprego formal em uma economia informal, que é uma característica comum do mercado de trabalho da região.

O Projeto fornece aos seus funcionários, e em alguns casos a toda a comunidade, muitas facilidades que contribuem para a qualidade de vida dos seus trabalhadores como, por exemplo, moradia, previdência, assistência médica e seguro de vida.



Uma das contribuições mais importantes da construção desta pequena central hidrelétrica com reservatório é que ela pode criar o potencial para a promoção do desenvolvimento regional que gerará um maior número de empregos e melhores condições de vida.

Um dos fatores que facilita a criação de empregos é um fornecimento de energia mais confiável. Isto é fundamental para tomar uma decisão entre realizar ou não um investimento que crie empregos na região.

Um outro ponto importante a destacar é a contribuição do Projeto para a criação de empregos de boa qualidade, e o fato de que o projeto conta com profissionais responsáveis pela promoção da educação dos trabalhadores e da população na preservação ambiental e na prevenção de doenças.

c) Contribuição para uma distribuição justa de renda

Pode-se afirmar que uma distribuição de renda justa é alcançada a partir da geração de empregos e de um aumento nos salários das pessoas; porém, uma melhor distribuição de renda na região onde o Projeto está localizado é obtida com menos gastos e com maior renda nos municípios locais. O capital excedente que esses municípios terão poderia ser traduzido em investimentos em educação e saúde, o que beneficiará diretamente a população local, e terá impacto indireto para uma distribuição de renda mais justa. Esse dinheiro ficaria na região e seria utilizado para fornecer serviços melhores à população, o que melhoraria a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica. A maior renda vem do investimento local na economia local e de um maior pagamento de impostos, o que beneficiará a população local.

d) Contribuição para a capacitação e o desenvolvimento tecnológico.

No passado, o Brasil protegia o seu mercado contra a concorrência externa, e, conseqüentemente, a tecnologia local não se desenvolvia no mesmo ritmo, em comparação com outros países. Por ter uma das maiores capacidades hídricas mundiais, o Brasil investiu maciçamente em grandes projetos de energia hidrelétrica, o que o torna uma autoridade neste campo.

Conforme afirma Tolmasquim (2003), “a indústria nacional está qualificada para fornecer parte dos equipamentos elétricos e mecanismos hídricos para centrais hidrelétricas de pequena escala”.

O projeto não cria uma nova tecnologia, contudo, aumenta a capacidade local necessária para gerir o projeto adequadamente.

Uma outra contribuição importante para a criação de capacitação local são os programas educativos, que são executados por profissionais técnicos que ensinam os educadores locais sobre a importância do meio ambiente para a sociedade deles.

Os educadores são a ponte deste conhecimento para as crianças locais, as quais espera-se que tenham uma melhor conscientização ambiental, se comparado com o conhecimento atual sobre o meio ambiente.

e) Contribuição para a integração regional e relações entre outros setores

Elliot (2000), no seu artigo "Renewable Energy and Sustainable Futures" [Energia renovável e futuros sustentáveis], propõe a mudança de um paradigma convencional para um novo paradigma de energia, o qual esteja intimamente relacionado com a proposta do Projeto, "para um mundo que se move rumo a



uma abordagem sustentável da geração de energia", que tenha uma enorme influência, entre outras coisas, em um melhor meio ambiente.

Este novo paradigma de energia é aquele que usa combustíveis renováveis ao invés de tecnologia com estoque finito, escala menor ao invés de grande escala, impactos ambientais pequenos e locais ao invés de grandes e globais, bem como um mercado liberalizado ao invés de um monopólio.

Apesar disso, Elliot afirma que uma geração de energia descentralizada é a melhor contribuição para um desenvolvimento sustentável do que um centralizado.

Esta é a tendência do Brasil, atualmente, por que, dentre outras vantagens, o sistema elétrico sofre menos perdas, e as economias locais recebem uma maior renda. Além disso, a integração regional é desenvolvida à medida que sistemas descentralizados e interligados à rede diminuem a vulnerabilidade do sistema elétrico do País e sua dependência de fontes de eletricidade específicas e limitadas.

Portanto, a descentralização da atividade de geração elétrica promove a integração e um maior grau de segurança para os demais setores da economia investirem em uma área que agora apresenta uma melhor garantia de fornecimento elétrico. Esse é o caso da Pouso Alto. A economia local não apenas beneficia-se indiretamente durante a construção, mas também atrai novos negócios após o período de construção, devido a um fornecimento de eletricidade mais constante e confiável.

Conclusão

Concluindo, embora o Projeto não tenha um papel significativo na sustentabilidade do país, ele é parte de uma idéia maior (a qual o governo federal apóia através do Proinfa) e contribui para, conforme define o relatório de Brundland (WCED, 1987): o desenvolvimento sustentável que é o atendimento das necessidades presentes, sem comprometer a capacidade de futuras gerações atenderem suas próprias necessidades. Ou seja, ao utilizar instalações de pequenas centrais hidrelétricas com reservatório que são fontes renováveis de energia, para gerar eletricidade para uso local e para fornecimento à rede, o Projeto desloca parte da eletricidade originada de diesel, um combustível fóssil finito, e dá menos incentivos para a construção de grandes hidrelétricas que, embora renováveis, podem causar grandes impactos ambientais e sociais.

Por fim, o projeto causa menos impactos no meio ambiente e pode impulsionar a economia regional, resultando portanto em uma melhor qualidade das condições de vida e sociais para a população local, ou seja, o projeto contribui para o desenvolvimento local sustentável.

Lista de conferência de recomendações da World Commission on Dams [Comissão Mundial de Reservatórios].

a) Obtenção de aceitação pública

O projeto está em desenvolvimento. Embora obras civis estejam em andamento, o patrocinador do projeto vem trabalhando para obter aceitação pública, desenvolvendo projetos de educação ambiental, bem como outras atividades locais, como por exemplo reflorestamento de áreas degradadas, avaliação regular da qualidade da água, apoio a parques ambientais, contratação de mão-de-obra local, controle de erosão, apoio à agricultura para a comunidade local, dentre outras atividades. Portanto, não são esperadas modificações significativas nas atuais condições ambientais.



b) Avaliação abrangente de opções

Diversas avaliações foram efetuadas visando otimizar o uso do fornecimento de água para aumentar a capacidade de geração e reduzir o impacto ambiental.

c) Abordagem de reservatórios existentes

Há reservatórios já existentes na região em que o projeto localiza-se.

PCH Paraíso, a uma distância de 55 km, em operação; PCH Rio Sucuriú, a uma distância de 30 km (em construção); PCH Porto das Pedras, a uma distância de 30 km (a construção será iniciada em 2007).

Quanto às exigências de construção para as novas unidades de geração, a otimização do uso do rio é suficiente para aumentar a geração de energia.

Os reservatórios são considerados como sendo de baixo impacto.

d) Sustentação de rios e meios de vida

Embora seja esperado algum impacto ambiental devido ao projeto, o patrocinador do projeto compromete-se a mitigá-lo, através da estreita colaboração da comunidade local. Medidas mitigatórias e/ou compensatórias devem ser consideradas para reduzir quaisquer impactos negativos sobre comunidades vizinhas ou sobre a população em geral.

Não há previsão de que ocorra qualquer impacto relevante aos ecossistemas aquáticos devido às medidas mitigatórias, bem como ao trabalho de otimização.

e) Reconhecimento de direitos garantidos e compartilhamento de benefícios

Não há nem deslocamento de população nem um efeito negativo sobre os seus interesses e direitos relativos ao projeto.

Quanto ao compartilhamento dos benefícios, verbas estão sendo estruturadas para amparar parques ambientais locais. Além disso, áreas degradadas estão sendo renovadas.

f) Obtenção de atendimento

O projeto atende à legislação ambiental nacional e local, como a Resolução nº 237/97, Resolução 009/87, Resolução 006/86, Resolução 001/86 da CONAMA, Lei 6938/81 e a legislação pertinente. Esta legislação regulamenta as licenças ambientais e os procedimentos para audiência pública. Atualmente, os regulamentos ambientais do país incluem a obrigação de promover um desenvolvimento sustentável.

O projeto também atende à legislação do setor elétrico, como a Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº. 112/99 e regulamentos correlatos. Os regulamentos do setor elétrico incluem a determinação de atender a todos os regulamentos ambientais do país, o que neste caso significa medidas de proteção ambiental, de mitigação, compensação e preocupação socioeconômica.



g) **Compartilhamento de rios para fins pacíficos, de desenvolvimento e segurança**

Instalações de proteção às margens do rio foram previstas, e não afetarão as águas a jusante.

Uma avaliação de impacto ambiental foi realizada para o projeto, a qual explica com detalhes adicionais as informações pertinentes sobre impactos ambientais e sociais e medidas mitigatórias.

F.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 km² ou, se a área estiver entre 3 km² e 13 km², elas devem ter impacto ambiental mínimo. Em geral, consistem em uma hidrelétrica com reservatório. Buriti tem 30 MW (reservatório de 0,38 km²).

A planta possui as licenças preliminares e de instalação. As licenças foram emitidas pela agência ambiental do Mato Grosso do Sul, IMAP - *Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Estado de Mato Grosso do Sul*. Todas as licenças para o projeto estão disponíveis para consulta mediante solicitação, assim como os estudos ambientais.

Nos processos, foram preparados relatórios contendo a investigação dos seguintes aspectos:

- Impactos no clima e na qualidade do ar.
- Impactos geológicos e no solo.
- Impactos na hidrologia (água subterrânea e de superfície).
- Impactos na flora e na vida animal.
- Sócio-econômicos (infra-estrutura necessária, aspectos legais e institucionais, etc.).

O projeto também foi analisado segundo as “*Environmental & Social Guidelines and Safeguards Policies*” [Políticas de salvaguardas e diretrizes sociais e ambientais] da IFC (WB, 1998) e as “*World Commission on Dams Guidelines for Good Practice*” [Diretrizes da Comissão Mundial de Reservatórios para boas práticas] (WCD, 2000) para determinar sua possível entrada e aceitação e, segundo nosso entendimento, as exigências foram atendidas, pois as licenças necessárias foram obtidas e todos os programas e medidas mitigatórias foram implementados.

Os Planos de Controle Ambiental e Projeto Ambiental Básico foram aprovados pela agência ambiental de Mato Grosso do Sul, IMAP - *Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Estado de Mato Grosso do Sul*. Foi aprovado um plano ambiental específico que envolve diferentes programas:



- Educação ambiental das comunidades locais
- Resgate da flora
- Renovação e reflorestamento das áreas degradadas
- Programa de monitoramento da qualidade da água
- Monitoramento da fauna
- Programa de prevenção de incêndios
- Programa de assistência à saúde junto as comunidades locais
- Controle de doenças na área da PCH
- Programa de conservação ambiental
- Programa de gestão ambiental
- Programa de monitoramento hidrossedimentométrico
- Educação em programa de saúde
- Aquisição de terras e instalações.
- Programa de comunicação social;
- Programa de monitoramento de resíduos e efluentes
- Programa de desflorestamento e limpeza
- Consolidação do programa de unidades de conservação

SEÇÃO G. Comentários das partes interessadas

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

De acordo com a legislação federal e estadual, o processo de licenciamento ambiental exige audiências públicas com a comunidade local. Além disso, a mesma legislação exige o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no respectivo *Diário Oficial do Estado* e nos jornais regionais. Os anúncios do projeto estão disponíveis para consulta mediante solicitação.

Além dos comentários das partes interessadas, solicitados para obtenção das licenças ambientais, a Autoridade Nacional Designada brasileira, "*Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*", solicita comentários das partes interessadas locais e o relatório de validação emitido por uma EOD autorizada de acordo com a Resolução nº 1, emitida em 11 de setembro de 2003, para fornecer a carta de aprovação.

A Resolução determina cópias das solicitações de comentários enviadas pelos proponentes de projetos pelo menos aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades de projeto:

- Governos municipais e Câmaras de Vereadores;
- Agências ambientais do estado e do município;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Associações comunitárias;
- Procurador Público do Estado para o Interesse Público;



Foram enviadas cartas-convite para os seguintes agentes (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação):

- *Prefeitura de Água Clara*
- *Câmara Municipal de Água Clara*
- *Secretaria do Meio Ambiente de Água Clara*
- *Associação de Pouso Alto*
- *Prefeitura de Chapadão do Sul*
- *Câmara Municipal de Chapadão do Sul*
- *Secretaria do Meio Ambiente de Chapadão do Sul*
- *IMAP – Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Mato Grosso do Sul (Agência Ambiental do Mato Grosso do Sul)*
- *Ministério Público do Mato Grosso do Sul*
- *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente*

Não foram levantadas preocupações nas chamadas públicas relativas ao projeto.

G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Até agora, foi recebida uma carta do FBOMS, sugerindo o uso de ferramentas de Padrão-Ouro ou similares.

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

Os participantes do projeto consideram que as solicitações feitas pelo Governo brasileiro são suficientes para serem usadas como indicadores sustentáveis, que são atendidos por esta atividade de projeto de MDL.



Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DE PROJETO

Patrocinador do projeto (Vendedor de RCEs):Pouso Alto Energia S/A

Organização:	Pouso Alto Energia S/A
Rua / Caixa Postal:	Rua João Francisco Lisboa, n. 385, sala L, Várzea
Prédio:	
Cidade:	Recife
Estado/Região:	Pernambuco
CEP:	
País:	Brasil
Telefone:	+55 (81) 2122-2327
FAX:	
E-mail:	jrfaro@koblitz.com.br
URL:	
Representada por:	
Cargo:	
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Faro
Segundo Nome:	Roberto
Nome:	José
Departamento:	
Celular:	
Fax direto:	
Tel. direto:	
E-mail pessoal:	



Organização:	Ecoinvest Carbon
Rua / Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Prédio:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
E-mail:	cmm@ecoinvestcarbon.com
URL:	
Representada por:	Sr. Carlos de Mathias Martins
Cargo:	
Tratamento:	
Sobrenome:	
Segundo Nome:	
Nome:	
Departamento:	
Celular:	
Fax direto:	
Telefone direto:	
E-mail pessoal:	



Anexo 2

INFORMAÇÕES RELATIVAS A FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

Este projeto não é um desvio da ODA por um país do Anexo 1.

Anexo 3

PCH	Buriti
Potência instalada (MW)	30
Início	15/jan/07
Fator de capacidade para comercialização	0.92
linha de base (tCO2/MWh)	0,2647

	Buriti		
	Energia (MWh)	tCO2 reduzidas	
Total 2007 (início em 15 de janeiro)	232.502	61.543	1°
Total 2008	241.776	63.998	2°
Total 2009	241.776	63.998	3°
Total 2010	241.776	63.998	4°
Total 2011	241.776	63.998	5°
Total 2012	241.776	63.998	6°
Total 2013	241.776	63.998	7°
Total 2014 (até 14 de janeiro)	9.274	2.455	8°
Total do período	1.692.432	447.987	

INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE

O sistema elétrico brasileiro (figura abaixo) tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: norte/nordeste (N-NE) e sul/sudeste/centro-oeste (S-SE-CO). Isso se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido perto dos maiores centros consumidores do país.

A evolução natural dos dois sistemas mostra cada vez mais que haverá uma integração no futuro. Em 1998, o governo brasileiro divulgava o primeiro ramal da linha de interligação entre o S-SE-CO e o N-NE. Com investimentos de cerca de US\$ 700 milhões, a interligação tinha como objetivo principal, pelo



menos na visão do governo, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região S/SE/CO poderia alimentar a região N/NE se fosse necessário e vice-versa.

Entretanto, mesmo depois do estabelecimento da interligação, estudos técnicos ainda dividiam o sistema brasileiro em dois (Bosi, 2000):

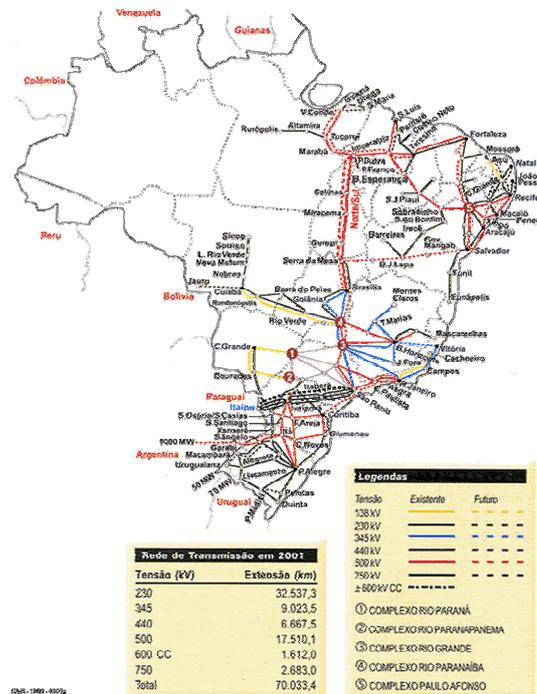
“... onde o sistema elétrico brasileiro é dividido em três subsistemas separados:

- i) O Sistema Interligado sul/sudeste/centro-oeste;
- ii) O Sistema Interligado norte/nordeste; e
- iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localidades eletricamente isoladas dos sistemas interligados)”

Ademais, Bosi (2000) faz uma sólida argumentação em prol de ter as assim-chamadas *linhas de base multiprojeto*:

"Para países extensos com diferentes circunstâncias dentro das suas fronteiras e diferentes redes elétricas baseadas nessas regiões diferentes, linhas de base multiprojeto no setor elétrico podem precisar ser desagregadas abaixo do nível do país para prover uma representação confiável 'do que teria ocorrido de outra forma'".

Sistema de Transmissão 2001-2003



Sistema Brasileiro Interligado (Fonte: ONS)



Por fim, tem que ser levado em consideração que mesmo que os sistemas atualmente estejam interligados, o fluxo de energia entre o N-NE e o S-SE-CO é severamente limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Portanto, somente uma fração da energia total gerada nos dois subsistemas é enviada de um lado para outro. É natural que essa fração possa mudar sua direção e magnitude (até atingir a capacidade da linha de transmissão) dependendo dos padrões hidrológicos, do clima e de outros fatores não controlados. Mas ela não deve representar uma quantidade significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Também deve ser considerado que somente em 2004 foi concluída a interligação entre SE e NE, ou seja, os proponentes de projetos devem estar em conformidade com o banco de dados de geração disponível para eles na época do envio do DCP para validação, deve ser considerada uma situação em que o fluxo de eletricidade entre os subsistemas era ainda mais restrito.

O sistema elétrico brasileiro possui atualmente cerca de 91,3 GW de capacidade instalada, em um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Desses, aproximadamente 70% são hidrelétricas, cerca de 10% são centrais de geração a gás natural, 5,3% são plantas a óleo combustível e diesel, 3,1% são fontes de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, licor negro, madeira, palha de arroz e biogás), 2% são plantas nucleares, 1,4% são plantas a carvão mineral, e existem também 8,1 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que podem despachar eletricidade para a rede brasileira. (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Na verdade, esta última capacidade compreende principalmente 6,3 GW da parte paraguaia da *Itaipu Binacional*, central hidrelétrica operada conjuntamente pelo Brasil e Paraguai, mas cuja energia é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.

A metodologia aprovada ACM0002 requer que os proponentes de projetos respondam por “todas as fontes de geração que servem o sistema”. Dessa forma, ao aplicar a metodologia, os proponentes de projeto no Brasil deverão procurar e pesquisar todas as centrais que servem o sistema brasileiro.

Na verdade, as informações sobre essas fontes de geração não estão disponíveis para o público no Brasil. O ONS – *Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro* – argumenta que as informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia elétrica e, portanto, não podem ser disponibilizadas. Por outro lado, a ANEEL, a agência de energia elétrica, fornece informações sobre a capacidade de energia elétrica e outros assuntos legais do setor elétrico, mas nenhuma informação de despacho pode ser obtida por intermédio dessa entidade.

Nesse aspecto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para poderem calcular o fator de emissão no Brasil da forma mais exata. Como os dados reais de despacho são necessários, entrou-se em contato com o ONS para que os participantes pudessem saber com que detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Após vários meses de diálogo, as informações diárias de despacho das plantas foram disponibilizadas para os anos de 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projetos, discutindo a viabilidade do uso desses dados, concluíram que eram as informações mais adequadas a serem consideradas na determinação do fator de emissão para a rede brasileira. Na realidade, de acordo com a ANEEL, as plantas despachadas de forma centralizada pelo ONS respondem por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalados no Brasil até a mesma data ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)), que inclui a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar para o Brasil e as plantas emergenciais, que são despachadas somente em épocas de restrições de eletricidade no sistema. Portanto, mesmo que o cálculo do fator de emissão seja feito sem considerar todas as fontes de geração que atendem ao sistema, cerca de 76,4% da



capacidade instalada que atende ao Brasil são considerados, o que é uma quantidade razoável quando se considera a dificuldade para obter informações de despacho no Brasil. Além disso, as demais 23,6% são plantas que não têm seu despacho coordenado pelo ONS, portanto: ou operam com base nos contratos de compra e venda de energia elétrica que não se encontram sob o controle da autoridade de despacho; ou estão localizadas em sistemas não interligados aos quais o ONS não tem acesso. Assim, essa parte não deve ser afetada pelos projetos de MDL, e esse é outro motivo para não as considerar ao determinar o fator de emissão.

Em uma tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores de projeto analisaram a opção de pesquisar os dados disponíveis, mas não oficiais, para suprir o hiato existente. A solução encontrada foi o banco de dados da Agência Internacional de Energia criado durante a realização do estudo de *Bosi et al.* (2002). Ao mesclar os dados do ONS com os dados da IEA em uma planilha, os proponentes de projetos puderam considerar todas as fontes de geração interligadas às redes relevantes para determinar o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi considerado mais conservador ao considerar apenas dados do ONS (Tabela 7).

Ano	<i>EF_{OM} não de baixo custo/inflexível</i> [tCO ₂ /MWh]		<i>EF_{BM}</i> [tCO ₂ /MWh]	
	A priori	A posteriori	A priori	A posteriori
2001 a 2003	0,719	0,950	0,569	0,096

Tabela 7 – Fatores de emissão da margem de operação e de construção a priori e a posteriori (ONS-ADO, 2004; Bosi et al., 2002)

Portanto, considerando toda a análise lógica explicada, os desenvolvedores de projeto optaram pelo banco de dados que considera somente as informações do ONS, pois ele conseguia abordar corretamente a questão da determinação do fator de emissão, da maneira mais conservadora possível.

Os dados de despacho por hora agregados obtidos do ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos com dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração de baixo custo/inflexível foi determinada como a geração total menos a geração das usinas térmicas a combustível fóssil, esta foi determinada pelos dados diários de despacho fornecidos pelo ONS. Todas essas informações foram fornecidas aos validadores e discutidas amplamente com eles, para que todos os pontos ficassem bem claros. As figuras abaixo mostram as curvas de duração da carga para o três anos considerados, assim como o lambda calculado.

Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid				
Baseline (including imports)	<i>EF_{OM}</i> [tCO ₂ /MWh]	Load [MWh]	LCMR [GWh]	Imports [MWh]
2002	0.8548	275,402,896	258,720	1,607,395
2003	0.9421	288,493,929	274,649	459,586
2004	0.8763	297,879,874	284,748	1,468,275
	Total (2002-2004) =	861,776,699	818,118	3,535,256
	<i>EF_{OM, simple-adjusted}</i> [tCO ₂ /MWh]	<i>EF_{BM,2004}</i>	Lambda	
	0.4332	0.0962	λ_{2002}	
	Alternative weights	Default weights	0.5053	
	$w_{OM} = 0.75$	$w_{OM} = 0.5$	λ_{2003}	
	$w_{BM} = 0.25$	$w_{BM} = 0.5$	0.5312	
	Alternative <i>EF_{OM}</i> [tCO ₂ /MWh]	Default <i>EF_{OM}</i> [tCO ₂ /MWh]	λ_{2004}	
	0.3490	0.2647	0.5041	



Tabela 8 – Fatores de emissão para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira (fator da margem de operação simples ajustada)

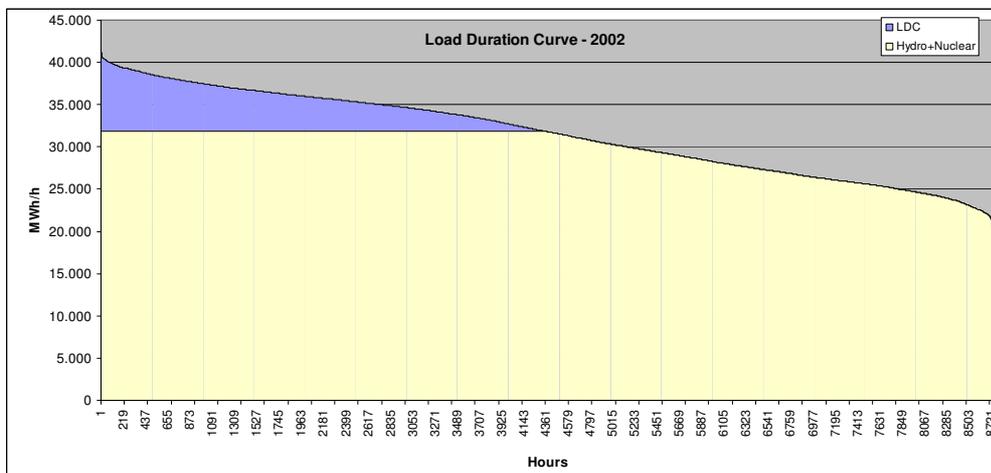


Figura 11 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2002

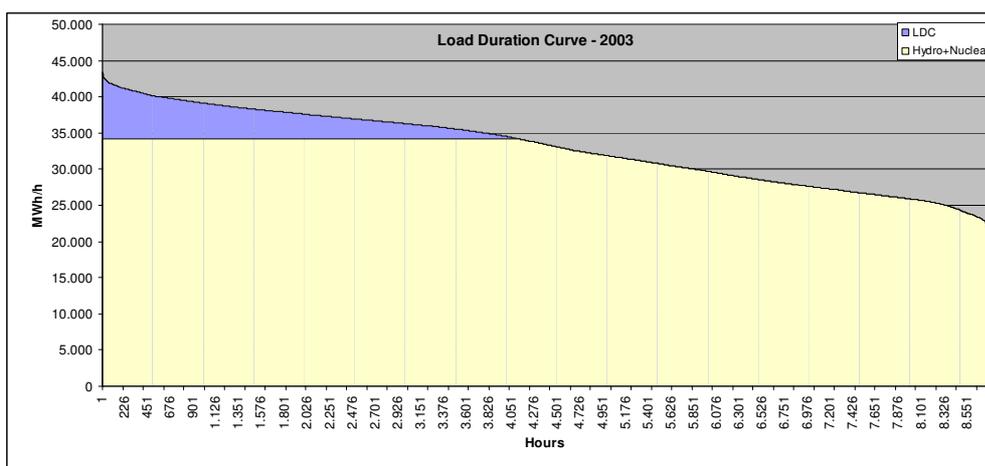


Figura 12 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2003

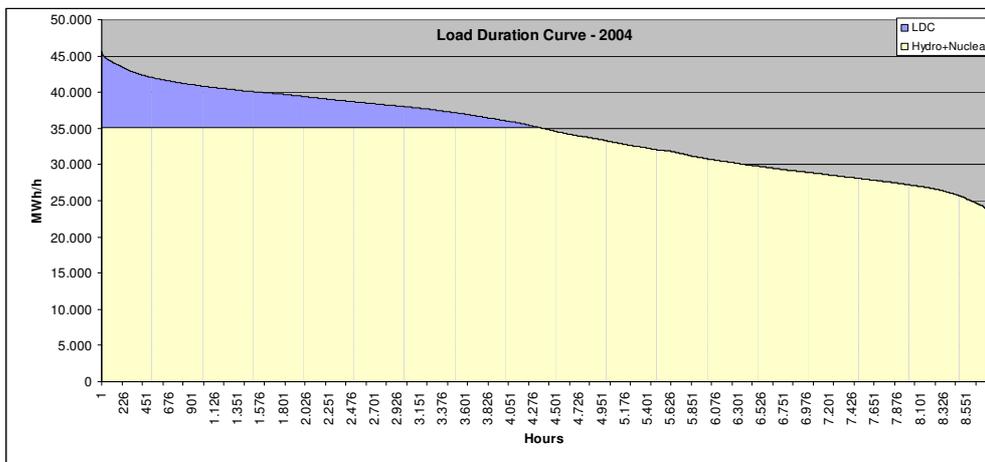


Figura 13 – Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2004

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tCO ₂ /TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
1	S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121.5	1	0.0	0.0%	0.000
2	S-SE-CO	H	Gaúporã	Sep-2003	120.0	1	0.0	0.0%	0.000
3	S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
4	S-SE-CO	H	Furnil (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
5	S-SE-CO	H	Itaipua I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.0%	0.000
6	S-SE-CO	G	Aracajuá	Sep-2002	484.5	0.3	15.3	99.5%	0.670
7	S-SE-CO	G	Canoas	Sep-2002	160.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
8	S-SE-CO	H	Piraju	Sep-2002	81.0	1	0.0	0.0%	0.000
9	S-SE-CO	G	Nova Piratininga	Jun-2002	384.9	0.3	15.3	99.5%	0.670
10	S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Jun-2002	5.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
11	S-SE-CO	H	Rosal	Jun-2002	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
12	S-SE-CO	G	Ibitiré	May-2002	226.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
13	S-SE-CO	H	Cana Brava	May-2002	465.9	1	0.0	0.0%	0.000
14	S-SE-CO	H	Sta. Clara	Jan-2002	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
15	S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1.140.0	1	0.0	0.0%	0.000
16	S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87.0	0.28	15.3	99.5%	0.718
17	S-SE-CO	G	Macaé Merchant	Nov-2001	922.6	0.24	15.3	99.5%	0.837
18	S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Nov-2001	902.5	1	0.0	0.0%	0.000
19	S-SE-CO	G	Eletronôl	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
20	S-SE-CO	H	Porto Estrela	Sep-2001	112.0	1	0.0	0.0%	0.000
21	S-SE-CO	G	Cuiabá (Mario Covas)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%	0.670
22	S-SE-CO	G	W. Arjona	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%	0.804
23	S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	629.9	0.45	15.3	99.5%	0.447
24	S-SE-CO	H	S. Coxas	Jan-1999	1.240.0	1	0.0	0.0%	0.000
25	S-SE-CO	H	Canoas I	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.0%	0.000
26	S-SE-CO	H	Canoas II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.0%	0.000
27	S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
28	S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1.540.0	1	0.0	0.0%	0.000
29	S-SE-CO	D	Cuiabá (Mario Covas)	Oct-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%	0.978
30	S-SE-CO	H	Sobradaj	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
31	S-SE-CO	H	PCH EMAE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
32	S-SE-CO	H	PCH CEEE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
33	S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.0%	0.000
34	S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
35	S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	62.0	1	0.0	0.0%	0.000
36	S-SE-CO	H	PCH CELESC	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.0%	0.000
37	S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.0%	0.000
38	S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
39	S-SE-CO	H	PCH CERJ	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.0%	0.000
40	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
41	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	94.0	1	0.0	0.0%	0.000
42	S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
43	S-SE-CO	H	S. Mesa	Jan-1998	1.275.0	1	0.0	0.0%	0.000
44	S-SE-CO	H	PCH EPAULO	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
45	S-SE-CO	H	Gulmam Amorim	Jan-1997	140.0	1	0.0	0.0%	0.000
46	S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375.0	1	0.0	0.0%	0.000
47	S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	428.0	1	0.0	0.0%	0.000
48	S-SE-CO	H	Noav Ponte	Jan-1994	510.0	1	0.0	0.0%	0.000
49	S-SE-CO	H	Segredo (Gov. Ney Braga)	Jan-1992	1.260.0	1	0.0	0.0%	0.000
50	S-SE-CO	H	Taquaruçu	Jan-1989	554.0	1	0.0	0.0%	0.000
51	S-SE-CO	H	Marso	Jan-1988	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
52	S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	125.0	1	0.0	0.0%	0.000
53	S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1.450.0	1	0.0	0.0%	0.000
54	S-SE-CO	H	Rosana	Jan-1987	369.2	1	0.0	0.0%	0.000
55	S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1.874.0	1	0.0	0.0%	0.000
56	S-SE-CO	H	T. Irmãos	Jan-1985	807.5	1	0.0	0.0%	0.000
57	S-SE-CO	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6.300.0	1	0.0	0.0%	0.000
58	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5.373.0	1	0.0	0.0%	0.000
59	S-SE-CO	H	Emborcação	Jan-1982	1.152.0	1	0.0	0.0%	0.000
60	S-SE-CO	H	Nova Avanhandava	Jan-1982	347.4	1	0.0	0.0%	0.000
61	S-SE-CO	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1.676.0	1	0.0	0.0%	0.000

* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest
** Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil).
[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração (http://www.aneel.gov.br, data collected in november 2004).
[2] Bosi, M. A. Laureano, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA Information paper, October 2002.
[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN (daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003).
[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (http://www.aneel.gov.br, data collected in november 2004).

Tabela 10 – Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 1



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP de MDL) –
Versão 02



	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tG/TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
62	S-SE-CO	H	S. Santiago	Jan-1980	1,420.0	1	0.0	0.0%	0.000
63	S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1980	2,280.0	1	0.0	0.0%	0.000
64	S-SE-CO	O	Igarapé	Jan-1978	131.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
65	S-SE-CO	H	Itauba	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.0%	0.000
66	S-SE-CO	H	A. Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1,396.2	1	0.0	0.0%	0.000
67	S-SE-CO	H	S. Simão	Jan-1978	1,710.0	1	0.0	0.0%	0.000
68	S-SE-CO	H	Capivara	Jan-1977	640.0	1	0.0	0.0%	0.000
69	S-SE-CO	H	S. Osório	Jan-1975	1,078.0	1	0.0	0.0%	0.000
70	S-SE-CO	H	Marimbondo	Jan-1975	1,440.0	1	0.0	0.0%	0.000
71	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	284.0	1	0.0	0.0%	0.000
72	S-SE-CO	C	Pres. Médici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	96.0%	1.294
73	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380.0	1	0.0	0.0%	0.000
74	S-SE-CO	H	Porto Colômbia	Jan-1973	320.0	1	0.0	0.0%	0.000
75	S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220.0	1	0.0	0.0%	0.000
76	S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158.0	1	0.0	0.0%	0.000
77	S-SE-CO	H	Ilha Solteira	Jan-1973	3,444.0	1	0.0	0.0%	0.000
78	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131.0	1	0.0	0.0%	0.000
79	S-SE-CO	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252.0	1	0.0	0.0%	0.000
80	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.0%	0.000
81	S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424.0	1	0.0	0.0%	0.000
82	S-SE-CO	H	Sá Carvalho	Apr-1970	78.0	1	0.0	0.0%	0.000
83	S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1,050.0	1	0.0	0.0%	0.000
84	S-SE-CO	H	Ibitinga	Jan-1969	131.5	1	0.0	0.0%	0.000
85	S-SE-CO	H	Jupiá	Jan-1969	1,551.2	1	0.0	0.0%	0.000
86	S-SE-CO	O	Alegrete	Jan-1968	66.0	0.26	20.7	99.0%	1.040
87	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
88	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766.0	0.31	15.3	99.5%	0.648
89	S-SE-CO	H	Paraibuna	Jan-1968	85.0	1	0.0	0.0%	0.000
90	S-SE-CO	H	Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	Jan-1967	32.0	1	0.0	0.0%	0.000
91	S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80.4	1	0.0	0.0%	0.000
92	S-SE-CO	C	J.Lacerda C	Jan-1965	363.0	0.25	26.0	96.0%	1.345
93	S-SE-CO	C	J.Lacerda B	Jan-1965	262.0	0.21	26.0	96.0%	1.602
94	S-SE-CO	C	J.Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	96.0%	1.869
95	S-SE-CO	H	Bariri (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	143.1	1	0.0	0.0%	0.000
96	S-SE-CO	H	Funil (RJ)	Jan-1965	216.0	1	0.0	0.0%	0.000
97	S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	20.0	0.3	26.0	98.0%	1.121
98	S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1,216.0	1	0.0	0.0%	0.000
99	S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140.8	1	0.0	0.0%	0.000
100	S-SE-CO	C	Charqueadas	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%	1.462
101	S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.0%	0.000
102	S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
103	S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99.1	1	0.0	0.0%	0.000
104	S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396.0	1	0.0	0.0%	0.000
105	S-SE-CO	H	Euclides da Cunha	Jan-1960	108.8	1	0.0	0.0%	0.000
106	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46.0	1	0.0	0.0%	0.000
107	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56.1	1	0.0	0.0%	0.000
108	S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658.0	1	0.0	0.0%	0.000
109	S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1958	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
110	S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102.0	1	0.0	0.0%	0.000
111	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Jan-1956	476.0	1	0.0	0.0%	0.000
112	S-SE-CO	H	Itutinga	Jan-1955	52.0	1	0.0	0.0%	0.000
113	S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20.0	0.26	26.0	96.0%	1.294
114	S-SE-CO	O	Caroba	Jan-1954	36.2	0.3	20.7	99.0%	0.902
115	S-SE-CO	O	Piratininga	Jan-1954	472.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
116	S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42.5	1	0.0	0.0%	0.000
117	S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378.4	1	0.0	0.0%	0.000
118	S-SE-CO	H	Fontes Nova	Jan-1940	130.3	1	0.0	0.0%	0.000
119	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420.0	1	0.0	0.0%	0.000
120	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469.0	1	0.0	0.0%	0.000
121	S-SE-CO	H	I. Pombos	Jan-1924	189.7	1	0.0	0.0%	0.000
122	S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	11.8	1	0.0	0.0%	0.000
				Total (MW) =	64,478.6				

* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest
** Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil).
[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de Informações da Geração* (<http://www.aneel.gov.br/>), data collected in november 2004).
[2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. *Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector*. OECD/IEA information paper, October 2002.
[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. *Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.
[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. *Acompanhamento Diário da Operação do SIN* (daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003).
[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. *Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração* (<http://www.aneel.gov.br/>), data collected in november 2004).

Tabela 11 – Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 2



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

De acordo com os procedimentos definidos pela "Metodologia de monitoramento consolidada aprovada ACM0002" – “Metodologia de monitoramento consolidada para geração de eletricidade interligada à rede com emissões zero a partir de fontes renováveis”.

O projeto irá prosseguir com as medidas necessárias para monitoramento e controle da energia. Junto com as informações produzidas pela ANEEL e pelo ONS, será possível monitorar a geração de energia do projeto e o mix de energia da rede.

Os medidores de energia são especificados pela companhia de distribuição de energia e aprovados pelo ONS. Para a PCH Buriti, o medidor de energia será um Q 1000, fabricado pela Schlumberger; A PCH possui um medidor individual por gerador, cuja medição é feita localmente ou remotamente no *Centro de Operação do Sistema – COS*, em Cuiabá. Também existe um medidor nas subestações na divisa entre o sistema do distribuidor local e a planta. Esse medidor armazena dados de energia, que podem ser confirmados pelas PCH e pelo distribuidor local.

As medições são controladas em tempo real pela PCH. Os dados das medições são comparados entre os medidores na saída dos geradores e o medidor na subestação, de forma que seja possível detectar quaisquer problemas (como falta de água, materiais dentro das turbinas, inexatidão do medidor, etc). Se houver algum problema, será colocado em ação o pessoal da planta.

Os distribuidores locais obtêm os dados das medições uma vez por mês, mas possuem um operador trabalhando em turnos, 24 horas por dia, nas subestações. Um relatório de medição é assinado mensalmente pela PCH e pelo distribuidor local. Quando os dados forem enviados para verificação, a PCH fornecerá todos os mapas de medição. Como a PCH está no programa Proinfa, a quantidade de energia contratada será comparada anualmente com a quantidade real de energia vendida, e a diferença no pagamento será corrigida no ano seguinte.

A companhia de distribuição de energia, a ENERSUL, será responsável pela calibração (anual) e manutenção dos equipamentos de monitoramento, pelo tratamento de possíveis incertezas e ajustes de dados de monitoramento, pela análise dos resultados/dados relatados, por auditorias internas de conformidade dos projetos de GEE com exigências operacionais e pelas ações corretivas.

A PCH é responsável pelo gerenciamento do projeto e também pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios.

A PCH funcionará com um gerente local, com conhecimento operacional e gerencial, e três técnicos de manutenção (dois responsáveis por tarefas eletromecânicas e um por serviços gerais). Todas as operações serão centralizadas em Cuiabá – MT, no *Centro de Operação do Sistema – COS*, que irá operar e planejar a manutenção de outras PCHs do Grupo (inclusive Buriti). O COS funcionará com nove profissionais: um diretor de O&P, um engenheiro de coordenação de manutenção, um engenheiro de coordenação de operações, um coordenador administrativo e cinco operadores de sistema (trabalhando em turnos, 24 horas por dia). Todos os procedimentos serão realizados por telecomando do COS em Cuiabá, mas o gerente local conseguirá operar toda a planta na PCH, em caso de falha de comunicação com o COS.

Aproximadamente 120 dias antes do início da operação comercial da PCH, os produtores e distribuidores de energia assinarão um contrato para tratar das responsabilidades de cada lado. Os técnicos da PCH serão treinados no uso de equipamentos de monitoramento de acordo com as especificações deste contrato e com as recomendações dos fabricantes dos equipamentos. A PCH está preparando um manual de operação, manutenção e emergência. Os técnicos serão treinados em montagem e inicialização.

A ANEEL visitará a planta anualmente para inspecionar a qualidade e a manutenção das instalações.



A Pouso Alto Energia, a empresa que controla a PCH de Buriti, contratou empresas especializadas para executarem seus programas ambientais. As empresas contratadas mantêm um engenheiro ambiental em tempo integral na planta e os programas incluídos no PBA estão sendo executados pelos técnicos da PCH. Após o início das operações comerciais, a renovação das áreas degradadas e das áreas de preservação permanente será feita de acordo com as normas das agências ambientais, através de uma equipe de especialistas ambientais, que também irá monitorar a conformidade às normas das agências ambientais. Os estudos realizados durante a fase de projeto das atividades de projeto mostraram os impactos ambientais e a interferência no desenvolvimento social na região da planta, indicando as medidas de mitigação a serem adotadas durante a fase de construção. Essas medidas estão sendo rigorosamente tomadas. Os dados sobre o impacto ambiental estão sendo arquivados pela PCH e pelas agências ambientais.

Os seguintes programas ambientais e sociais serão monitorados:

- Resgate da flora
- Renovação e reflorestamento das áreas degradadas
- Programa de monitoramento da qualidade da água
- Monitoramento da fauna
- Programa de monitoramento hidrossedimentométrico
- Programa de monitoramento de resíduos e efluentes

A maioria desses programas será monitorada durante 2 a 3 anos após o início da operação. Depois desse período, a PCH decidirá quais deles devem ser continuados.



Anexo 5

BIBLIOGRAFIA

- ACM0002 (2006).** Metodologia de Linha de Base Consolidada Aprovada 0002 – Metodologia Consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis. Versão 6, de 19 de maio de 2006. Website: <http://cdm.unfccc.int/>.
- Arida, P. E. L. Bacha e A. L. Resende (2005).** *Credit, Interest, and Jurisdictional Uncertainty: Conjectures on the Case of Brazil.* [Crédito, Juros e Incerteza Jurisdicional: Conjecturas sobre o Caso do Brasil] Em F. Giavazzi, I. Goldfajn e S. Herrera (orgs.), *Inflation Targeting, Debt, and the Brazilian Experience* [Metas de inflação, dívida e a experiência brasileira], 1999 a 2003. Cambridge, MA: MIT Press.
- Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler e J.-M. Lukamba (2002).** Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OCDE and IEA information paper.
- BNDES (2000).** O setor elétrico – Desempenho 1993/1999. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, n° 53. <http://www.bndes.gov.br/>.
- CGE/CBEE (2002).** Programa de Energia Emergencial. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.
- Eletrobrás (1999).** Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Centrais Elétricas Brasileiras S/A website: <http://www.eletrobras.gov.br/>.
- Elliot, D. (2000).** Renewable Energy and Sustainable Futures [Energia renovável e futuros sustentáveis]. Futures 32 CTS Special ‘Sustainable Futures’ Issue [Publicação especial ‘Futuros Sustentáveis’], páginas 261 a 274, abril/maio de 2000.
- IBGE (2004).** Banco de dados Cidades@,. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (<http://www.ibge.gov.br/>).
- Kartha, S., M. Lazarus e M. Bosi (2002).** Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OCDE and IEA information Paper.
- OCDE (2001).** OCDE Economic Surveys: Brasil. Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris, França.
- OCDE (2004).** Environmental Outlook [Panorama Ambiental]. Organization for Economic Cooperation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico]. Website: <http://www.oecd.org/env/>



- OCDE (2005).** Estudo econômico do Brasil da OCDE 2005: Normas do setor elétrico. Organization for Economic Co-Operation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França
- ONS (2004).** De olho na energia: Histórico da energia, carga própria de energia 1999-2003. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. website: <http://www.ons.gov.br/>.
- ONS-ADO (2004).** Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários sobre todo o sistema elétrico interligado de 1º de janeiro de 2001 a 31 de dezembro de 2003. website: <http://www.ons.gov.br/>.
- Pinto Júnior, H. (2003).** Les problèmes des réformes structurelles et institutionnelles inachevées: le cas de l'industrie électrique au Brésil. *Révue de l'Energie* **544**, 103-111,
- Schaeffer, R., J. Logan, A. S. Szklo, W. Chandler e J. C. de Souza (2000).** Electric Power Options in Brasil. Pew Center on Global Climate Change.
- SIESE (2002).** Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica: Boletim Anual. Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S/A) - MME (Ministério de Minas e Energia do Brasil). Website: http://www.eletrobras.gov.br/IN_Informe_SIESE/
- Tolmasquim, M.T. (2003) [Ed.].** Fontes Renováveis de Energia no Brasil. Editora Interciência.
- UNEP-LAC (2002).** Relatório Final da 7ª Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).
- WCED [CMMAD] (1987).** Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.
