MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP)
Versão 03 - em vigor desde: 28 de julho de 2006

CONTEÚDO

A. Descrição geral da atividade do projeto

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

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

D. Impactos ambientais

E. Comentários dos atores

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade do projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

Anexo 5: Bibliografia

SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto

A.1 Título da atividade do projeto:

Título do projeto: Atividade do Projeto de MDL da Central Hidrelétrica de Baguari (doravante denominada simplesmente "Projeto Baguari").

Número da versão do DCP: 6

Data (DD/MM/AAAA): 22/09/2009

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O principal objetivo da atividade do projeto de MDL da Central Hidrelétrica de Baguari é ajudar a atender à crescente demanda do Brasil por energia, devido ao crescimento econômico, e melhorar o fornecimento de eletricidade, bem como contribuir para a sustentabilidade ambiental, social e econômica, aumentando a parcela de energia renovável do consumo total de eletricidade pelo Brasil (e região da América Latina e Caribe).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu compromisso 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), realizou-se uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável [WSSD, do inglês "World Summit for Sustainable Development"] em Johanesburgo em 2002. No Plano de Implementação final da WSSD, não foram declarados metas ou cronogramas específicos; porém, sua importância foi reconhecida para atingir a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio[1].

O processo de privatização iniciado em 1995 chegou com uma expectativa de tarifas adequadas e preços melhores para as geradoras. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade centralmente planejado. No final dos anos 90, um forte aumento na demanda, em contraste com um aumento abaixo da média na capacidade instalada causou racionamento/crise no fornecimento a partir de 2001/2002. Uma das soluções oferecidas pelo governo foi uma legislação flexível favorecendo os produtores de energia independente de menor porte. Além disso, a eventual elegibilidade segundo o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto chamou a atenção dos investidores para os projetos de energia hidrelétrica.

Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam se o projeto não existisse. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de

[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 ofereçam 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."

eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO_2), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse.

O Projeto Baguari melhora o fornecimento de eletricidade através de energia hidrelétrica limpa e renovável, enquanto contribui para o desenvolvimento econômico local/regional. As centrais hidrelétricas de fio d'água provêem uma geração distribuída local, e fornecem benefícios de distribuição, transmissão e confiabilidade específicos do local, incluindo:

- 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;
- Mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição e;
- Maior capacidade do sistema com menor investimento em T&D (transmissão e distribuição).

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 Baguari está localizado é obtida com menos gastos e com renda maior 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 atividade do projeto é uma central hidrelétrica de fio d'água com capacidade instalada total de 140 MW, localizada nas cidades de Fernandes Tourinho, Sobrália, Governador Valadares, Periquito, Iapu e Alpercata, Estado de Minas Gerais, Região Sudeste do Brasil. As turbinas estão programadas para entrar em operação como a seguir:

Tabela 1 – Cronograma de operação da planta.

Unidade geradora de energia	Capacidade instalada (MW)	Data programada para início da operação
1	35,9	30/09/2009
2	35,9	30/12/2009
3	35,9	28/02/2010
4	35,9	30/04/2010

O Projeto é de propriedade do Consórcio UHE Baguari, que é um consórcio formado pelos acionistas apresentados a seguir:

- Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A.: 51%, é uma Sociedade de Propósitos Específicos de propriedade da Neoenergia;
- CEMIG Geração e Transmissão S.A: 34%;
- Furnas Centrais Elétricas: 15%

A.3. Participantes do projeto:

Tabela 2– Parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participante(s) do projeto (*) (conforme o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Consórcio UHE Baguari (entidade privada)	Não
	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (entidade privada)	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de divulgar o MDL - DCP, 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).		

As informações detalhadas para contato com as partes e com as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto estão relacionadas no Anexo 1.

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

A.4.1. Local da atividade do projeto:

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil.

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

Estado de Minas Gerais.

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

Cidades de Fernandes Tourinho, Sobrália, Governador Valadares, Periquito, Iapu e Alpercata.

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

O Projeto de MDL Baguari está localizado entre a interseção das seguintes coordenadas geográficas:

Latitude: 19° 01’ 20’’ Sul

Longitude: 42° 07’ 26’’ Oeste

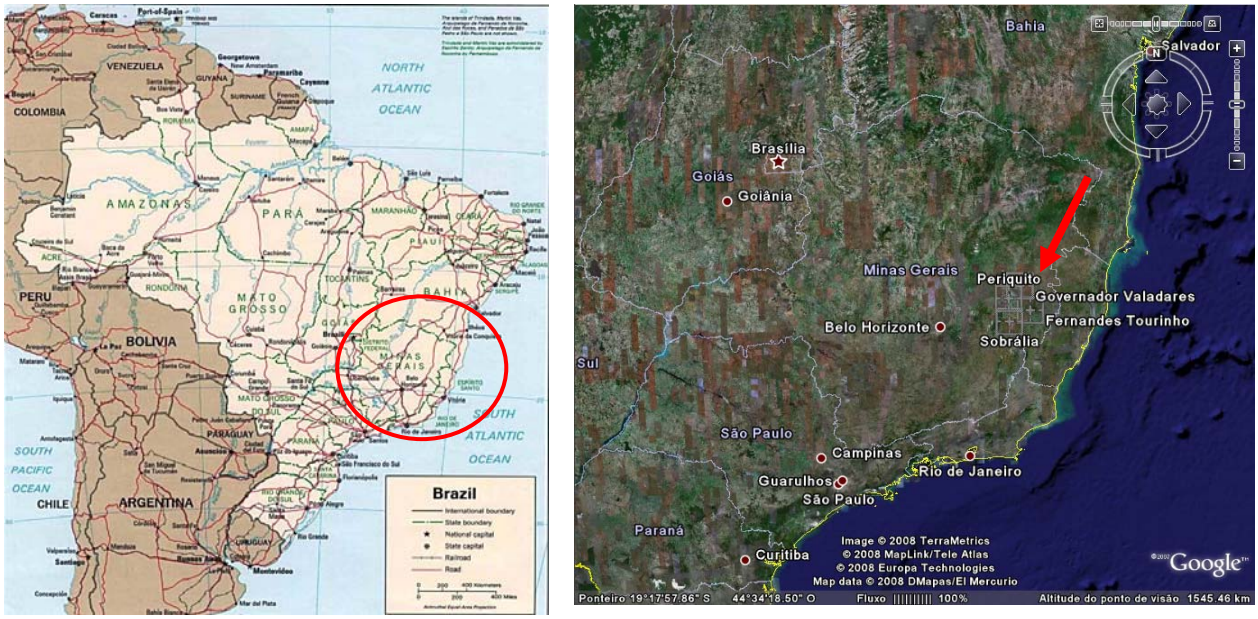

Figura 1 - Divisão política do Brasil mostrando o estado de Minas Gerais à esquerda e uma imagem do Google Earth mostrando as cidades envolvidas na atividade do projeto (Fontes: Website City Brazil e Google Earth)

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

Geração de eletricidade renovável para uma rede.

Escopo setorial: 1 – Setores de energia (fontes renováveis / não renováveis)

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

Antes da implementação da atividade do projeto não havia geração de eletricidade no local onde o projeto está localizado. Portanto, a eletricidade era gerada pelas plantas interligadas à rede interligada brasileira.

A descrição da instalação é apresentada a seguir:

- Capacidade total instalada de 140 MW (4 turbinas bulbo de 35,9 MW cada e 4 × geradores de 35,136 MW cada). As turbinas e os geradores são fabricados pela Voith Siemens. As turbinas estão programadas para entrarem em operação de acordo com a tabela na seção A.2. A energia assegurada da planta é igual a 80,2 $MW_{médios}$/ano conforme estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia e descrito no contrato de concessão pública. Portanto, o fator de carga da planta[2] - definido como a razão entre a energia assegurada e a capacidade total da planta - é de 0,57.
- Tamanho do reservatório de 16,06 km² e densidade de potência de 8,72 W/m^2.

[2] De acordo com as exigências das "*Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga das plantas*" (versão 1, EB48), o fator de carga de Baguari foi definido *ex-ante* considerando o valor que foi fornecido no contrato financeiro. Esse número pôde ser confirmado por meio de uma fonte oficial de informação. No Brasil, de acordo com o § 2 , artigo 2º da Lei Federal 5.163, a energia assegurada de grandes centrais hidrelétricas é determinada pelo Ministério de Minas e Energia e é mencionada no contrato de concessão pública de cada planta. O contrato de concessão pública da UHE Baguari está disponível ao público no website da Agência Nacional de Energia Elétrica em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documentos_Aplicacao/CG06001Baguari.pdf.

A Central Hidrelétrica de Baguari usa água do rio Doce para gerar eletricidade com 140 MW de capacidade total instalada. A instalação contém um reservatório com área total de 16,06 km^2 para fins de armazenamento de água para gerar eletricidade. Entretanto, pode ser considerada uma planta de fio d'água, pois não inclui um armazenamento significativo de água e deve, portanto, utilizar totalmente a vazão da água. Um típico esquema de fio d'água envolve um reservatório com baixo desvio e geralmente fica em correntezas de fluxo rápido (Figura 2).

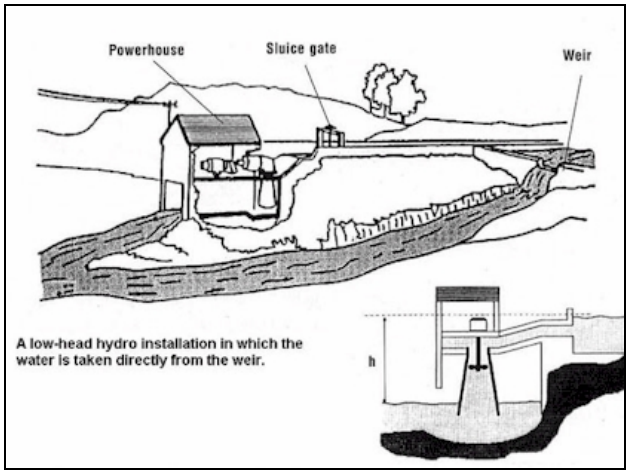

Figura 2- Vista esquemática de uma central elétrica de fio d'água

De acordo com a Eletrobrás (2000), os projetos de fio d'água são definidos como "os projetos nos quais a vazão do rio na estação seca é a mesma ou maior que a vazão mínima exigida para as turbinas", como é o caso do Projeto da Central Hidrelétrica de Baguari. Um reservatório com baixo desvio aumenta o nível do rio até um ponto suficiente para permitir que uma estrutura de canal de adução seja colocada ao lado do rio. O canal de adução consiste de uma grade para retenção de lixo, e uma abertura submersa com uma comporta de entrada. A água do canal de adução é normalmente retirada através de um tubo (chamado de tubo de coleta), encaminhada para baixo até uma usina construída a jusante do canal de adução e para o nível mais baixo possível, a fim de obter a máxima altura manométrica na turbina.

Para determinar a vazão do rio na estação seca, foram utilizados dados fornecidos para a Aneel, indicando a vazão média mensal do rio no local da atividade do projeto, de 1931 a 2004 (Tabela 3).

Tabela 3 - Vazão média mensal do rio Doce no local do projeto

	Jan	Fev	Mar	Abr	Maio	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Média de 1931 a 2004 (m^3/s)	942,8	771,9	699,3	535,9	412,6	352,3	314,2	280,8	276,8	327,9	523,8	793

A estação seca na região vai de maio a outubro. Segundo os números na tabela acima a vazão média na estação seca é de *327,43 m^3/s*.

Uma outra forma de caracterizar centrais elétricas de fio d'água advém da definição da Comissão Mundial de Barragens (CMB, 2000):

"Reservatórios de fio d'água. *Reservatórios que criam uma altura manométrica hidráulica no rio para desviar parte dos fluxos do rio. Não possuem reservatório de armazenagem ou reserva de compensação diária limitada. Dentro dessas classificações gerais, há uma grande diversidade em escala, projeto, operação e potencial para impactos adversos".*

- Volume máximo do reservatório: 3.491.000 m^3

- Vazão média na estação seca: 327,43 m^3/s
- Dias de reserva de compensação no volume máximo do reservatório: 1,23 dias

Assim, no entendimento dos participantes do projeto, a Central Hidrelétrica Baguari pode ser considerada uma central elétrica de fio d'água de acordo com todos os critérios apresentados.

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

Considerando um fator de emissão da linha de base de 0,1842 tCO_2e/MWh, que é aplicável às atividades de projeto de geração de energia renovável interligadas à rede no Brasil, a implementação completa da central hidrelétrica interligada ao Sistema Interligado Nacional irá gerar a redução estimada anual mostrada na Tabela 4 a seguir.

Tabela 4 - Estimativa de reduções de emissões do Projeto

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO2e
2011 (início 1º janeiro)	65.532
2012	65.532
2013	65.532
2014	65.532
2015	65.532
2016	65.532
2017 (até 31 de dezembro)	65.532
Total de reduções de emissões estimadas (toneladas de CO2e)	458.727
Número total de anos de crédito	7
Média anual de reduções estimadas durante o período de obtenção de créditos (toneladas de CO2e)	65.532

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Nenhum financiamento público, incluindo a assistência oficial ao desenvolvimento, foi ou será usado na atividade do projeto de MDL da Central Hidrelétrica de Baguari.

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

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

ACM0002 - "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (Versão 10, EB47)

As seguintes ferramentas, de acordo com a metodologia mencionada acima, são usadas:

- "*Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade*" (versão 5.2, EB39)
- "*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*" (versão 1.1., EB35)

A "*Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade*" também é mencionada na metodologia. Entretanto, a atividade do projeto não consiste em fazer retrofitting nem na substituição de uma ou mais centrais elétricas/unidades renováveis existentes interligadas à rede no local do projeto. Portanto, não será usada essa ferramenta.

Além disso, a "*Ferramenta para calcular as emissões de CO2 do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis*" não é usada, pois ela se aplica somente a projetos termossolares ou geotérmicos que usam combustíveis fósseis para geração de eletricidade, que não é o caso da atividade do projeto proposta.

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

A ACM0002 foi escolhida, pois a atividade do projeto proposta consiste em "*uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável tinha funcionado antes da implementação da atividade do projeto*" (caso a). Além disso, a metodologia se aplica uma vez que a UHE Baguari é uma nova central hidrelétrica com densidade de potência maior que 4 W/m^2. São apresentados detalhes do cálculo da densidade de potência nas seções a seguir.

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

O limite do projeto é definido pelas emissões direcionadas ou diretamente afetadas pelas atividades do projeto: construção e operação. 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, assim como da rede interligada (Figura 3). Em 26 de maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada brasileira publicou a Resolução nº 8, que define a rede interligada brasileira como um sistema único que abrange as cinco regiões do país[3].

[3] Resolução da CIMGC nº 8 de 26 de maio de 2008 disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf>.

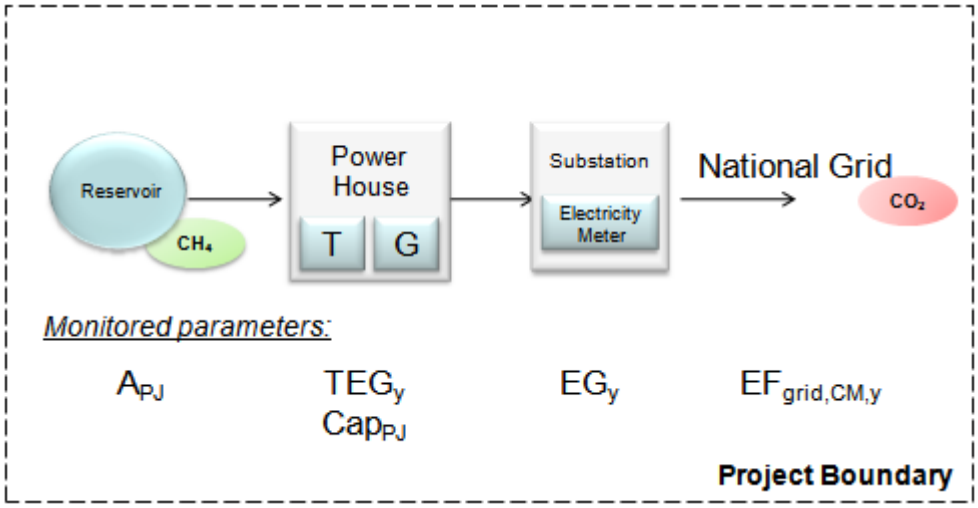

Figura 3 - Limite do Projeto da atividade do projeto.

As fontes de gases de efeito estufa e emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto são mostradas na tabela abaixo.

Tabela 5 - Gases e fontes de emissão relacionados à atividade do projeto

Fonte		Gás	Incluído(a)?	Justificativa / explicação
Linha de base	Emissões de CO_2 da geração de eletricidade em centrais elétricas a combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO_2	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH_4	Não	Fonte de emissão pequena.
		N_2O	Não	Fonte de emissão pequena.
Atividade do Projeto	Emissão de CH_4 do reservatório.	CO_2	Não	Fonte de emissão pequena.
		CH_4	Sim	Fonte principal de emissão. As emissões do reservatório são contabilizadas como emissões do projeto, pois a densidade de potência da planta está entre 4 e 10 W/m^2.
		N_2O	Não	Fonte de emissão pequena.

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

A atividade do projeto é a instalação de uma nova central elétrica renovável interligada à rede. Portanto, de acordo com a ACM0002, o cenário da linha de base é o seguinte:

"A eletricidade fornecida à rede pela atividade do projeto seria, de outra forma, gerada pela operação das centrais interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), como descrito na Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico'".

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

De acordo com a *Orientação sobre a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL* (Anexo 46, EB 41) "*as atividades do projeto com data de início anterior a 2 de agosto de 2008, para as quais a data de início é anterior à data da publicação do DCP para consulta pública internacional, precisam demonstrar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade do projeto*".

A data de início da atividade do projeto proposta, como identificado na seção C.1., é 15 de agosto de 2006 e a primeira versão do DCP foi publicada para processo de comentário público internacional em 2 de novembro de 2007. Assim, como exigido pelo Conselho Executivo, a demonstração de que o MDL foi considerado na decisão de implementar o projeto tem que ser fornecida.

Em junho de 2006, o conselho do consórcio realizou uma reunião e é possível ver, a partir da ata desta reunião, que os incentivos do MDL estavam sendo considerados nessa época. Também podem ser evidenciadas considerações sobre os incentivos do MDL para a implementação da central hidrelétrica de Baguari por meio dos documentos internos da Neoenergia, a proprietária da Baguari I Energia Elétrica S.A, que é a principal acionista do Consórcio UHE Baguari.

Uma Reunião do Conselho foi realizada pelo Grupo Neoenergia em 14 de julho de 2006, demonstrando uma análise preliminar dos projetos de créditos de carbono da Neoenergia, identificando parceiros, próximos passos e vantagens financeiras no contexto dos mercados de MDL e voluntário. Uma proposta comercial da Ecopart (anteriormente Ecoinvest) foi preparada e enviada à Neoenergia em 23 de agosto de 2006, antes da assinatura do CCVE. A proposta da Ecopart, a ata da reunião e a apresentação realizada nessa reunião foram enviadas à EOD.

Há muitas outras evidências que comprovam que a Neoenergia sempre acreditou no mercado de créditos de carbono e de MDL:

- Contato com a Det Norske Veritas – representante da DNV em junho de 2006 para discutir projetos de MDL e reunião realizada em 10 de julho de 2006 com Flávia Mesquita Antunes (Neoenergia) e Raphael de Souza Tavares (DNV);
- Participação da Neoenergia no treinamento do mercado de MDL realizado pela Fundação Educacional Charles Darwin no escritório da Neoenergia em 06 e 07 de julho de 2006. Esse treinamento foi dividido em duas partes: teoria e prática, além de incluir como realizar a análise de viabilidade do projeto de MDL, como fazer uma Nota de Ideia de Projeto, um DCP e a comercialização de créditos de carbono;
- E-mails entre a Neoenergia e a Ecoinvest sobre as oportunidades do MDL.

Todas as evidências mencionadas acima foram apresentadas à EOD e estão disponíveis mediante solicitação.

Para fins de avaliação da adicionalidade da atividade do projeto, a metodologia ACM0002 inclui uma "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" (versão 05.2) aceita pelo Conselho Executivo do MDL, que está disponível no website de MDL da UNFCCC[4].

[4] Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade. UNFCCC, Relatório da 36a Reunião do Conselho Executivo do MDL, 26 a 30 de novembro de 2007, Anexo 13. Website: http://cdm.unfccc.int/.

Os passos a seguir são necessários para a demonstração e avaliação da adicionalidade do Projeto Baguari.

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

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade do projeto

A Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. é a desenvolvedora de projetos de MDL e não investe na construção e operação de centrais elétricas. O Consórcio UHE Baguari é uma Sociedade de Propósitos Específicos constituída especificamente para construir e operar a central hidrelétrica de Baguari. Assim, com base na natureza dessas duas empresas participantes do projeto, as únicas alternativas realistas à atividade do projeto identificadas são:

- Continuidade do cenário atual, com o fornecimento de eletricidade a partir da rede interligada brasileira.
- A implementação do projeto sem os incentivos do MDL.

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias

Tanto a atividade do projeto como os cenários alternativos estão em conformidade com todas as normas, de acordo com as seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico *(ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL*), Agência Ambiental de Minas Gerais (*Fundação do Meio Ambiente de Minas Gerais - FEAM)* e o Conselho Executivo do MDL.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 2

Passo 2. Análise de investimentos

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado

A adicionalidade é demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento; opção III da Ferramenta de Adicionalidade. As opções I e II não se aplicam à atividade do projeto proposta. Todas as evidências que apoiam a discussão apresentada a seguir foram fornecidas à EOD.

Subpasso 2b: Opção III – Aplicar a análise de benchmark

Nesse sentido, o indicador financeiro identificado para o *Projeto Baguari* é a TIR do projeto. A TIR apresentada aqui é comparada ao benchmark adequado do setor energético no Brasil, que é o custo médio ponderado de capital (CMPC).

Custo médio ponderado de capital (CMPC)

O custo médio ponderado de capital (CMPC) é uma taxa usada para descontar fluxos de caixa do negócio e que leva em consideração o custo da dívida e o custo do capital próprio de um investidor típico no setor da atividade do projeto. O benchmark pode ser aplicado ao fluxo de caixa do projeto como uma taxa de desconto durante o cálculo do valor presente líquido (VPL) do mesmo, ou simplesmente comparando seu valor à taxa interna de retorno (TIR) do projeto. O CMPC considera que os acionistas esperam obter retorno em relação ao risco projetado de investir recursos em uma atividade ou setor específico em um determinado país.

O cálculo do CMPC é feito com base em parâmetros padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do desenvolvedor deste projeto específico. O CMPC do setor na data da decisão da análise financeira do projeto era de 12,41%.

Todas as hipóteses feitas e os dados utilizados para estimar o benchmark foram apresentados à EOD. A planilha usada para o cálculo do CMPC também foi fornecida à EOD.

CMPC = Wd*Kd + We*Ke, onde:

We e Wd são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. We é 35% e Wd é 65%. Esses números derivam da alavancagem típica de projetos semelhantes no setor no Brasil, com base nas regras para empréstimos de longo prazo disponíveis do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Kd é o custo da dívida, que é observado no mercado com relação à atividade do projeto, e que já representa os benefícios de impostos de contratação de dívidas. Kd é 10,34% e também deriva de empréstimos de longo prazo aplicados ao setor no Brasil e, portanto, tem como base as taxas de juros da linha de crédito do esforço de financiamento do BNDES.

Ke é o custo do capital próprio, estimado através do modelo de determinação do preço dos ativos fixos (CAPM, do inglês "Capital Asset Pricing Model"). Ke é 16,24%. Ke deriva de uma taxa livre de riscos mais o prêmio de risco do mercado ajustado ao setor através de Beta. A taxa livre de riscos, o prêmio de risco do mercado e o Beta foram calculados com base nos dados disponíveis para o público e apresentados à EOD.

Inserindo esses números na fórmula do CMPC:

CMPC = 65%*10,34% + 35%*16,24% = 12,41%

Subpasso 2c - Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

O fluxo de caixa da atividade do projeto, contendo o cálculo da TIR da atividade do projeto foi fornecido à EOD em um anexo separado deste MDL - DCP. As hipóteses relevantes feitas estão de acordo com a *Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos*.

A TIR do projeto, conforme apresentada à EOD, é de 10,95%. Este número mostra que a TIR do projeto sem considerar as receitas das RCEs é menor que o CMPC do setor – 12,41% - o benchmark. Portanto, fica evidente que a atividade do projeto não é financeiramente atraente ao investidor (Tabela 6).

Tabela 6 – Comparação entre a TIR do Projeto e o custo médio ponderado de capital

	TIR (%)	CMPC (%)
Projeto Baguari	10,95%	12,41%

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade, conforme estabelecida pela "*Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos*" (EB 41, Anexo 45), deve ser conduzida considerando variáveis que constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto, incluindo os custos iniciais do investimento. Portanto, serão feitas variações aumentando as receitas do projeto (venda de eletricidade), aumentando a geração de energia da planta (variação do fator de carga), reduzindo as despesas de investimento e reduzindo os custos de manutenção e operação.

Os resultados são apresentados abaixo.

Tabela 7 – Resultados da análise de sensibilidade.

Projeto Baguari	**TIR (%)**	**CMPC (%)**
TIR original	10,95	12,41
Aumento de tarifa	12,33	
Aumento na geração de energia/fator de carga	12,28	
Redução de custo	11,18	
Redução de investimento	12,16	

Com os resultados apresentados acima, um investidor típico do setor não seria atraído a investir no projeto porque a TIR é menor que o benchmark em todos os cenários considerados. Além disso, embora esses números mostrem inequivocamente não ser possível um cenário em que a TIR do capital próprio ultrapasse o benchmark, os participantes do projeto (PPs) acreditam que algumas informações adicionais podem contribuir para reforçar esse resultado.

As receitas relacionadas à venda de eletricidade no fluxo de caixa original foram calculadas com base nas seguintes hipóteses:

i. Preço da energia[5] igual a R$ 115,10/MWh;

ii. Quantidade de eletricidade equivalente a 77 MW médios. Embora isso não seja a energia total assegurada da planta (ou seja, 80 MW médios), está de acordo com a boa prática do setor. A UHE Baguari foi definida pela ANEEL como participante do rateio das perdas que ocorrem na rede básica. A diferença entre a energia total assegurada e a energia considerada no fluxo de caixa, que

[5] Disponível no website da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) no endereço <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?contentType=RESULTADO_LEILAO&vgnextoid=5e106db97ad5b010VgnVCM1000005e01010aRCRD&qryRESULTADO-LEILAO-CD-RESULTADO-LEILAO=5a8c3918f9c8c010VgnVCM1000005e01010a &x=15&y=7>.

corresponde à quantidade total de energia já negociada no CCVE, é a quantidade de energia que será descontada de Baguari por causa dessas perdas[6].

As receitas do projeto podem ser aumentadas de duas formas: aumentando a quantidade de eletricidade gerada/fator de carga da planta ou aumentando o preço da eletricidade. A ocorrência de um aumento na geração de energia é definitivamente impossível porque a estimativa de geração de eletricidade baseia-se na energia assegurada, como estabelecido no contrato de concessão pública que é calculado pelo Ministério de Minas e Energia e com base em mais de 70 anos de dados históricos da vazão mensal do rio. Portanto, um aumento na geração de energia da planta não é esperado.

O preço mencionado acima está estabelecido no CCEAR (Contrato de Concessão de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado) do projeto[7] que foi assinado depois que as empresas do consórcio participaram do leilão público realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). De acordo com a CCEE *o critério da menor tarifa é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Mega-Watt hora para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras*.

Os CCEARs permanecerão fixos ao longo dos anos, e serão ajustados somente de acordo com o *Índice de Preços ao Consumidor Ampliado*, que é o índice oficial para medir a inflação no Brasil. No entanto, o fluxo de caixa foi feito sem considerar nenhuma variação resultante da inflação ao longo dos anos considerados. Assim, nenhuma variação na TIR do projeto pode ser associada a um aumento no preço da eletricidade.

O investimento total necessário para construir a planta, conforme apresentado no fluxo de caixa, corresponde ao custo estimado do investimento feito pelo proprietário do projeto. Especificamente para esta atividade do projeto o proprietário do projeto assinou um contrato EPC. Esse tipo de contrato fixa o preço para construir a planta e qualquer variação a favor ou contra o projeto fica por conta da empresa de construção, significando que nenhuma variação na TIR do projeto pode ser atribuída a uma variação nos custos do investimento.

Resultado: Pelas informações acima, o projeto não é atraente ao investidor, mesmo com uma variação de 10% nos cenários acima e, portanto, o projeto é adicional.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3

Passo 3. Análise de barreiras

Não se aplica.

[6] Para obter detalhes sobre a Medição Contábil consulte a explicação disponível no website da CCEE http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=bdb92338daa8a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD.

[7] De acordo com a CCEE *o novo modelo do setor elétrico define que a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL. A contratação no ACR é formalizada através de contratos regulados bilaterais, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.*

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 4

Passo 4. Análise da prática comum

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

De acordo com a ferramenta de adicionalidade (versão 5.2), "*os projetos são considerados semelhantes se estão no mesmo país/região e/ou se têm como base uma tecnologia amplamente semelhante, são de uma escala similar e ocorrem em um ambiente comparável com relação a marco regulatório, clima de investimentos, acesso a tecnologia, acesso a financiamento etc.*". Portanto, os seguintes critérios foram considerados para escolher os projetos que podem ser considerados semelhantes ao da UHE Baguari:

i. **País/região:** O Brasil tem uma extensão de 8.514.876.599 quilômetros quadrados[8] (com mais de 4.000 km de distância nos eixos norte-sul e leste-oeste) e seis regiões climáticas distintas: subtropical, semi-árida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida). Obviamente, essas variedades climáticas têm forte influência sobre os aspectos técnicos relacionados a projetos de energia hidrelétrica.

Além disso, os projetos de hidrelétricas também podem ser significativamente diferentes entre si se considerarmos a região em que serão implementados, o clima, a topografia, a disponibilidade de linhas de transmissão, a regularidade da vazão dos rios etc. Somente por estes motivos, é extremamente difícil e não é razoável comparar diferentes plantas e potenciais de energia hidrelétrica. Além disso, não é possível instalar as centrais hidrelétricas em um local ideal (perto de centros de carga e linhas de transmissão) nem transferi-las facilmente (movê-las para uma nova região em que é oferecida uma tarifa melhor) como, por exemplo, as centrais elétricas modulares alimentadas com combustível fóssil (diesel, gás natural). As diferenças podem ser ainda maiores se não houver possibilidade de um grande armazenamento de água, como no caso da atividade do projeto proposta.

Considerando as informações acima, somente as plantas localizadas na mesma região da UHE Baguari – estado de Minas Gerais – foram analisadas.

ii. **Escala:** De acordo com as normas brasileiras, centrais hidrelétricas de grande escala são definidas como plantas com capacidade instalada maior que 30 MW[9]. Portanto, nenhuma central hidrelétrica de pequena escala foi considerada (por exemplo, capacidade instalada inferior a 30 MW). Além disso, foram analisadas somente plantas com capacidade instalada 50% menor e 50% maior que a do projeto da UHE Baguari (ou seja, entre 70 e 210 MW).

iii. **Mesmo ambiente com relação ao marco regulatório:** Até o início da década de 1990, 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 de capacidade de investimento do estado, o governo iniciou o processo de privatização. No entanto, no final do ano 2000, os resultados ainda eram modestos. Embora outras iniciativas com o objetivo de aumentar a geração de eletricidade no país foram tomadas entre 1990 e 2003; elas não atraíram novos investimentos para o setor. Em 2003, o governo recém-eleito decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de eletricidade para impulsionar investimentos no setor de energia elétrica. As regras do mercado foram mudadas e foram criadas novas instituições como a *Empresa de Pesquisa Energética (EPE*) – uma instituição responsável pelo planejamento de longo prazo do setor

[8] Disponível em: http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm.

[9] *ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 652, publicada em 9 de dezembro de 2003.*

elétrico com a função de avaliar, em uma base perene, a segurança do fornecimento de energia elétrica – e a *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (CCEE) – uma instituição responsável pelo gerenciamento da comercialização de energia elétrica dentro do sistema interligado nacional. Essa nova estrutura foi aprovada pelo Congresso e publicada em março de 2004[10].

Levando em consideração esse novo marco regulatório, é razoável considerar apenas os projetos para os quais o processo de tomada de decisão aconteceu depois de março de 2004. Como explicado mais adiante na seção C.1.1., a construção de grandes centrais hidrelétricas no Brasil é autorizada pelo governo através de um contrato de concessão de serviço público e, uma vez assinado o contrato, é muito pouco provável que o desenvolvedor do projeto deixe a construção da planta. Assim, com o propósito de determinar a data na qual foi tomada a decisão de construir as plantas sendo consideradas na análise da prática comum, serão usados estes contratos. Essas informações estão disponíveis ao público no website da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

iv. **Mesmo ambiente com relação ao clima de investimentos, acesso a tecnologia e financiamento:** Como mencionado no item "país/região" acima, dependendo da localização do projeto, as diferenças relacionadas aos aspectos técnicos de projetos de centrais hidrelétricas têm influência na sua implementação, mesmo se estiverem localizados na mesma região. Considerando que essas diferenças técnicas obviamente têm influência no investimento/financiamento de um projeto e que os patrocinadores do projeto possuem diferentes capacidades de investimento, as informações financeiras devem ser consideradas quando forem analisados projetos de centrais hidrelétricas. Como os PPs não têm acesso às informações financeiras de projetos semelhantes, estes projetos devem ser excluídos desta análise seguindo a ferramenta de adicionalidade. Entretanto, os PPs decidiram se esforçar ao máximo para fazer uma comparação razoável para fins da análise da prática comum, mesmo sem informações sobre investimento disponíveis.

Considerando os critérios mencionados acima, os PPs pesquisaram todas as grandes centrais hidrelétricas em Minas Gerais (critério *i*) com capacidade instalada entre 70 e 210 MW (critério *ii*) cujos contratos de concessão foram assinados após março de 2004 (critério *iii*).

As informações usadas nesta análise foram obtidas do Banco de Informações de Geração também disponível ao público no website da ANEEL. A figura abaixo mostra a capacidade instalada dos estados brasileiros considerando todas as fontes de geração de eletricidade.

[10] http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm.

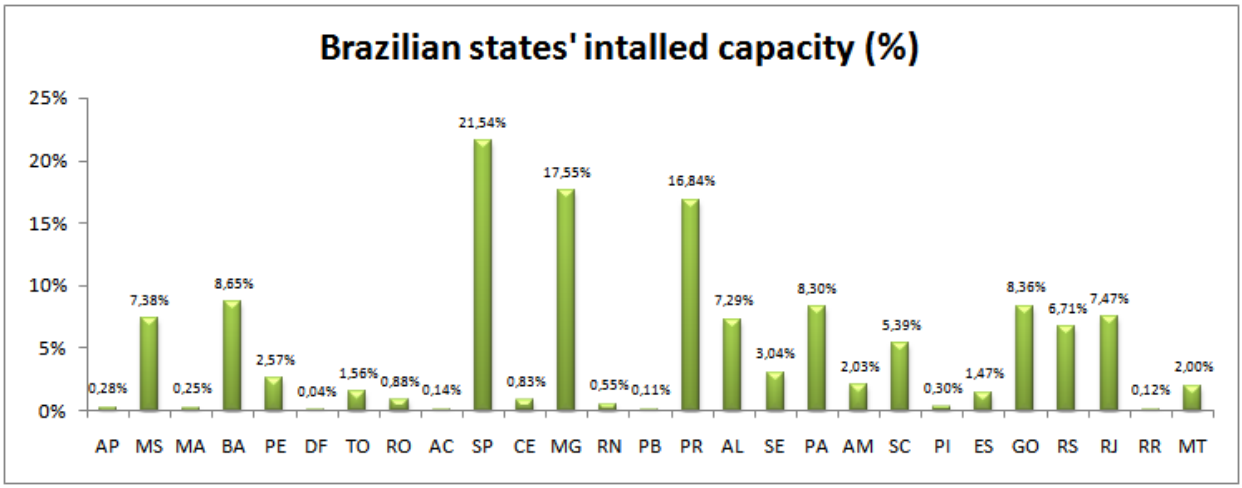

Figura 4 – Capacidade instalada de geração dos estados brasileiros (Fonte: ANEEL / Banco de Informações de Geração. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>)

Como pode ser visto, o estado de Minas Gerais (MG) tem uma significativa representação quando comparado a outros estados da nação, representando 17,55% da geração elétrica no país. Quando são consideradas somente informações sobre o estado de Minas Gerais, pode ser visto que grandes centrais hidrelétricas representam a maior parte da capacidade instalada desta região (Figura 5).

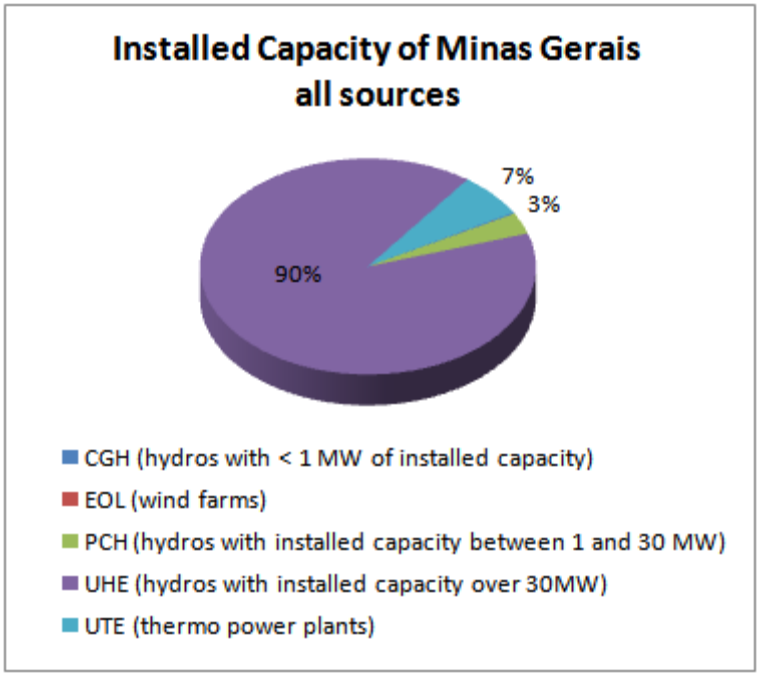

Figura 5 – Capacidade instalada em Minas Gerais para todas as fontes de geração elétrica (Fonte: ANEEL / Banco de Informações de Geração. Disponível em http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2).

A tabela abaixo apresenta todas as grandes centrais hidrelétricas em operação em Minas Gerais que atendem aos critérios *i* e *ii* discutidos acima.

Tabela 8 – Centrais hidrelétricas localizadas em Minas Gerais com capacidade instalada entre 70 MW e 210 MW.

Hydro Power Plant	Installed Capacity (kW)	Year of the concession contract
Risoleta Neves (Ex-Candonga)	140.000	mai/2000
Funil	180.000	dez/2000
Guilman-Amorim	140.040	mai/1998
Igarapava	210.000	set/1995
Ilha dos Pombos	187.169	jun/1996
Mascarenhas	180.500	jul/1995
Queimado	105.000	dez/1997
Sá Carvalho	78.000	jan/2004
Porto Estrela	112.000	jul/1997
Salto Grande	102.000	jul/1997
Amador Aguiar II (Ex - Capim Branco II)	210.000	ago/2001

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Aplicando o critério *iii* aos resultados apresentados na tabela acima (por exemplo, assinatura do contrato de concessão depois de março de 2004) a conclusão é que nenhuma central hidrelétrica deve ser considerada semelhante à incluída na atividade do projeto proposta.

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Considerando a pesquisa acima, não existem outras opções semelhantes ocorrendo na mesma região da atividade do projeto proposta. Portanto, a atividade do projeto Baguari não pode ser considerada como o cenário do modo mais comum de trabalho no país.

SATISFEITO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base são calculadas utilizando a eletricidade anual despachada para a rede (EG_y) vezes o fator de emissão da linha de base de CO_2 (EF_y), da seguinte forma:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \qquad \textbf{Equação 1}$$

Onde:

BE_y = Emissões da linha de base no ano *y* (tCO_2/ano);

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade do projeto de MDL no ano *y* (MWh/ano);

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano *y* calculado usando a versão mais recente da "*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*" (tCO_2/MWh).

Para projetos totalmente novos instalados em um local em que não ocorria geração de eletricidade anteriormente, como é o caso da atividade do projeto proposta, o cálculo de $EG_{PJ,y}$ é feito da seguinte forma:

$$EG_{PJ,\,y} = EG_{facility,y} \qquad \textbf{Equação 2}$$

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade do projeto de MDL no ano *y* (MWh/ano);

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano *y* (MWh/ano)

O fator de emissão da linha de base da rede ($EF_{grid,CM,y}$) é calculado usando a ferramenta metodológica "*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*". De acordo com essa ferramenta, os participantes do projeto devem aplicar os seguintes seis passos ao cálculo da linha de base:

PASSO 1 - Identificar o sistema de energia elétrica relevante.

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

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

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

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

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

- **PASSO 1** - Identificar o sistema de energia elétrica relevante

De acordo com a ferramenta, "*Se a AND do país anfitrião publicou um delineamento do sistema elétrico do projeto e dos sistemas elétricos interligados, esses delineamentos devem ser usados. Se esses delineamentos não estiverem disponíveis, os participantes do projeto deverão definir o sistema elétrico do projeto e qualquer sistema elétrico interligado e justificar e documentar suas hipóteses no MDL-DCP*".

A AND brasileira publicou a Resolução nº. 8 publicada em 26 de maio de 2008, que define a rede interligada brasileira como um sistema único, que cobre todas as cinco regiões macro-geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste). Assim, esse número será usado para calcular o fator de

emissão da linha de base da rede.

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

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é feito com base em um dos seguintes métodos:

(a) OM simples ou

(b) OM simples ajustada ou

(c) OM da análise dos dados de despacho ou

(d) OM média.

A AND brasileira disponibilizou o fator de emissão da margem de operação calculado usando a opção c – OM da análise dos dados de despacho. Mais informações sobre os métodos aplicados podem ser obtidas no website da AND (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html) e a experiência será usada na atividade do projeto.

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

O fator de emissão da OM da análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades geradoras que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora *h* onde o projeto está deslocando eletricidade. Essa abordagem não se aplica aos dados históricos e, portanto, exige o monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$.

Será calculado usando a seguinte fórmula:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \qquad \textbf{Equação 3}$$

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da margem de operação da análise dos dados de despacho no ano *y* (tCO_2/MWh);

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora *h* do ano *y* (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO_2 para unidades geradoras no topo da ordem de despacho na hora *h* no ano *y* (tCO_2/MWh);

$EG_{PJ,y}$ = Total de eletricidade deslocada pela atividade do projeto no ano *y* (MWh);

h = Horas no ano *y* nas quais a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede;

y = Ano no qual a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede.

Como mencionado acima, a AND do país anfitrião irá fornecer $EF_{EL,DD,h}$ para que os participantes do projeto calculem o fator de emissão da margem de operação. Dessa forma, esse dado será atualizado

anualmente aplicando o número publicado pela AND brasileira. Para fins de estimativa, os dados para o ano mais recente disponível no website da AND serão usados.

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

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

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

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

- **PASSO 6** – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM) $EF_{y.}$

A margem combinada é calculada da seguinte maneira:

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \qquad \textbf{Equação 4}$$

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

Emissões do projeto

A atividade do projeto proposta pode envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Nesse sentido, de acordo com a metodologia do MDL selecionada, essas emissões devem ser consideradas como emissões do projeto usando a equação a seguir:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \qquad \textbf{Equação 5}$$

Onde:

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO2e/ano);

$PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto a partir do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO2/ano);

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas decorrentes da liberação de gases não-condensáveis no ano y (tCO2e/ano);

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano y (tCO2e/ano).

Emissões a partir da combustão de combustível fóssil ($PE_{FF,y}$)

O cálculo desta fonte de emissão não é aplicável. De acordo com a metodologia somente atividades

de projetos geotérmicos e termossolares devem considerar esta fonte de emissão.

Emissões de gases não-condensáveis a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas ($PE_{GP,y}$)

O cálculo desta fonte de emissão não é aplicável. Esta fonte de emissões é considerada somente para atividades de projetos geotérmicos.

Emissões a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas ($PE_{HP,y}$)

Novos projetos de centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios devem representar emissões de CH4 e CO2 a partir dos reservatórios, estimadas da seguinte forma:

a) se a densidade de potência (*PD*) da central elétrica for maior que 4 W/m^2 e menor ou igual a 10 W/m^2:

$PE_y = \frac{EF_{Res} \times TEG_y}{1000}$	**Equação 6**

Onde:

PEy = Emissão a partir de reservatório expressa em tCO_2e/ano.

EF_{Res} = é o fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios e o valor padrão conforme o CE23 é 90 Kg CO_2e/MWh.

TEG_y = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y (MWh).

b) Se a densidade de potência (*PD*) do projeto for maior que 10W/m^2, PEy = 0.

A densidade de potência da atividade do projeto é calculada como a seguir:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \qquad \textbf{Equação 7}$$

Onde:

PD = Densidade de potência da atividade do projeto, em W/m^2.

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W).

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

A_{PJ} = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2).

A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

Fugas

De acordo com a metodologia, "*nenhuma emissão de fugas é considerada. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante a partir do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas"*

Reduções de emissões

Por fim, as reduções de emissões pela atividade do projeto são calculadas como a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y \qquad \textbf{Equação 8}$$

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (tCO_2e/ano);

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

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2e/ano);

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Esta seção deve incluir uma compilação das informações sobre os dados e parâmetros que não são monitorados durante todo o período de obtenção de créditos, mas que são determinados apenas uma vez e, portanto, permanecem fixos durante todo o período de obtenção de créditos e estão disponíveis quando a validação é realizada.

Dado / Parâmetro:	GWP_{CH4}
Unidade do dado:	tCO_2e/tCH_4
Descrição:	Potencial de aquecimento global do metano, válido para o período de compromisso pertinente
Fonte do dado usada:	IPCC
Valor aplicado:	Para o primeiro período de compromisso: 21 tCO_2e/tCH_4
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Esses dados foram escolhidos de acordo com o estabelecido na metodologia aplicável.
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	Cap_{BL}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada das centrais hidrelétricas antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado usada:	Local do projeto
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A metodologia à qual este valor deve ser aplicado ou novas centrais hidrelétricas.
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	A_{BL}
Unidade do dado:	m^2
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado usada:	Local do projeto
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A metodologia à qual este valor deve ser aplicado ou novas centrais hidrelétricas.
Comentário:	

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

Cálculo das emissões da linha de base

Como descrito na seção B.6.1, as emissões da linha de base (BE_y) são calculadas diretamente a partir da eletricidade fornecida pelo projeto à rede ($EG_{PJ,y}$) multiplicada pelo fator de emissão ($EF_{grid,CM,y}$).

A estimativa da eletricidade líquida gerada pela planta, equivalente à quantidade total de energia efetivamente despachada para a rede nacional, é feita com base na energia assegurada determinada para a planta. A energia assegurada já considera o desconto do consumo de eletricidade pelos sistemas auxiliares da planta, assim como as perdas de transmissão e foi estabelecida como sendo igual a 80,2 $MW_{médios}$.

Considerando que é esperado que a planta fique em operação durante 8.760 horas/ano, a energia total gerada pela planta é de 702.552 MWh/ano.

Para fins de estimativa, foram aplicados os dados fornecidos pela AND brasileira para o ano de 2007 para estimar o fator de emissão. Ao utilizar os números publicados na fórmula apresentada no passo 3 da seção B.6.1., o $EF_{grid,OM-DD,y}$ obtido foi:

$$EF_{grid,OM-DD,\,2007} = 0{,}2909\ tCO_2e/MWh.$$

A margem de construção para o ano de 2007 publicada pela AND é:

$EF_{BM,2007}$ = 0,0775 tCO_2e/MWh.

Com esses números aplicados à fórmula apresentada no passo 6 da seção B.6.1., obtemos:

EF_y = 0,5 ×0,2909 + 0,5 ×0,0775

EF_y = 0,1842 tCO_2e/MWh.

Para obter mais detalhes consulte a seção B.6.1.

Aplicando os números acima à Equação 2 descrita na seção B.6.1., temos:

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

$$BE_y = 702{,}552 \cdot 0.1842 = 129{,}410\, tCO_e / year$$

Cálculo de emissões do projeto

A capacidade instalada da UHE Baguari é 140 MW e sua área de reservatório é igual a 16,06 km^2. Na linha de base nenhuma eletricidade foi gerada no local do projeto, consequentemente não havia nenhum reservatório. Aplicando esses números à Equação 7, o resultado é:

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

$$PD = \frac{140MW - 0}{16.06km^2 - 0} = 8.72MW / km^2$$

Portanto, como a densidade de potência do projeto está acima de 4 W/m^2 e abaixo de 10 W/m^2, as emissões devem ser estimadas usando a Equação 6. Este cálculo é feito considerando a energia total produzida pela planta (TEG_y). Considerando os dados disponíveis no momento em que este DCP foi desenvolvido, isso foi estimado adicionando à quantidade total de eletricidade despachada para a rede ($EG_{PJ,y}$) a energia que será consumida pelos sistemas auxiliares. Este último foi estimado considerando a experiência do proprietário do projeto em outros projetos semelhantes.

O resultado é o seguinte:

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \times TEG_y}{1000}$$

$$PE_y = \frac{90kgCO_2e / MWh \times 709{,}752MWh / year}{1000} = 63{,}878tCO_2 / year$$

Emissões das fugas

Conforme explicado acima na seção B.6.1., nenhuma fuga deve ser considerada. Portanto, ***LE* = 0**.

Cálculo das reduções de emissões

Finalmente as reduções de emissões são calculadas como a seguir:

$ER_y = BE_y - PE_y$

$ER_y = 129{,}410 - 63{,}878 = 65{,}532 tCO_e / year$

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

Tabela 9 - Estimativa da redução total de tCO2 do projeto

Ano	Estimativa das emissões da atividade do projeto (toneladas de CO_2e)	Estimativa das emissões da linha de base (toneladas de CO_2e)	Estimativa das fugas (toneladas de CO_2e)	Estimativa do total de reduções de emissões (toneladas de CO_2e)
2011	63.878	129.410	0	65.532
2012	63.878	129.410	0	65.532
2013	63.878	129.410	0	65.532
2014	63.878	129.410	0	65.532
2015	63.878	129.410	0	65.532
2016	63.878	129.410	0	65.532
2017	63.878	129.410	0	65.532
Total (toneladas de CO_2e)	**447.144**	**905.871**	**0**	**458.727**

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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Os dados monitorados e exigidos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer por último. Os parâmetros para o cálculo do fator de emissão foram escolhidos ex-ante (veja a Seção B.6.2).

Dado / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano *y*
Fonte do dado a ser usada:	Local da atividade do projeto

Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	702.552
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A medição deste parâmetro será realizada pelos medidores de energia instalados na subestação.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2. O equipamento utilizado para medir a produção de eletricidade da planta possui nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal. A energia será medida a cada 15 minutos e será consolidada mensalmente. A geração de eletricidade pela planta conforme publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) será usada para confirmar as informações do participante do projeto.
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	***TEGy***
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano *y*.
Fonte do dado a ser usada:	Local da atividade do projeto
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	709.752
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Todas as unidades geradoras da planta estão equipadas com medidores de eletricidade bruta; ou seja, esses medidores monitoram o total da eletricidade produzida pela atividade do projeto. São realizadas medições horárias e será feito o registro mensal.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal). Os medidores de eletricidade bruta serão calibrados com a mesma periodicidade que os medidores de eletricidade líquida.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	Cap_{PJ}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado a ser usada:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	140.000
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem	Modificações na capacidade instalada da planta devem ser feitas pelo fabricante do equipamento e, se isso for feito, a descrição na etiqueta do equipamento será atualizada.

aplicados:	
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	No Brasil, a capacidade instalada de centrais hidrelétricas é determinada e autorizada pela agência reguladora competente. Além disso, qualquer modificação também deve ser autorizada e disponibilizada ao público. Assim, anualmente, qualquer nova autorização para aumentar a capacidade instalada da planta será monitorada.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	A_{PJ}
Unidade do dado:	km^2
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.
Fonte do dado a ser usada:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	16,06
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição feita a partir de levantamentos topográficos, mapas, fotos de satélite etc. A área do reservatório pode ser determinada dependendo do nível do reservatório. As centrais hidrelétricas despachadas pelo ONS têm que monitorar seu nível de reservatório. Os dados usados com esse propósito serão usados para determinar a área do reservatório.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	No Brasil, toda modificação nas centrais hidrelétricas tem que ser autorizada e disponibilizada ao público pela agência reguladora competente. Assim, em base anual, qualquer autorização relacionada à modificação na área de reservatório será rastreada.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do dado:	tCO_2/MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano *y* calculado usando a ferramenta aplicável.
Fonte do dado a ser usada:	Website da AND brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html)
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Para fins de estimativa de reduções de emissões, o valor usado é 0,1842 tCO_2/MWh com base nos dados de 2007 publicados pela AND brasileira.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A opção selecionada para calcular a margem de operação feita pela AND brasileira foi a análise de despacho que não permite o período de cálculo *ex-ante* do fator de emissão. Portanto, esse valor será calculado anualmente aplicando os números publicados pela AND brasileira e seguindo os passos fornecidos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Conforme a "*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*".
Comentário:	-

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

O plano de monitoramento das reduções de emissões pela atividade do projeto está de acordo com os procedimentos estabelecidos pela metodologia "ACM0002 – Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", Versão 10.

O projeto irá prosseguir com as medidas necessárias para monitoramento e controle da energia. Junto com as informações produzidas pela ANEEL e pela CCEE, será possível monitorar a geração de energia do projeto e o mix de energia da rede. As informações sobre geração de energia e energia fornecida para a rede são controladas pela CCEE (*Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*). A CCEE viabiliza e regula a comercialização de energia elétrica.

Haverá dois medidores de energia (principal e de reserva) especificados pelo ONS e o ONS exige que esses medidores sejam calibrados por uma entidade credenciada pela *Rede Brasileira de Calibração* (RBC) antes que as operações sejam iniciadas. De acordo com o ONS, esses medidores têm que ser calibrados a cada dois anos após o início da operação. A Central Hidrelétrica de Baguari será responsável por essas calibrações. Para confirmar e dar mais credibilidade às informações sobre a energia gerada, elas serão controladas em tempo real pela planta e pela CCEE.

No momento da verificação, a central hidrelétrica fornecerá todos os documentos necessários como evidência da energia exportada para a rede.

O Consórcio UHE Baguari também será responsável pela 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. Ela é também responsável ainda pelo gerenciamento do projeto, assim como pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios.

A ANEEL poderá visitar a planta para inspecionar a operação e a manutenção das instalações.

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

Data de conclusão da versão final desta seção de linha de base e da metodologia de monitoramento (DD/MM/AAAA): 30/07/2007.

Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Rua Padre João Manoel, 222
01411-000 São Paulo – SP
Brasil

Ana Paula Beber Veiga
ana.veiga@ecopart.com.br
Telefone: +55 +11 3063-9068
Fax: +55 +11 3063-9069

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

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

C.1 Duração da atividade do projeto:

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

(DD/MM/AAAA) 15/08/2006

De acordo com o Glossário de termos de MDL, a data de início de uma atividade do projeto de MDL é "*a data mais antiga na qual a implementação, a construção ou a ação efetiva de uma atividade do projeto foi iniciada*". Além disso, a orientação também esclarece que "*a data de início deverá ser considerada a data na qual o participante do projeto se comprometeu a arcar com despesas relacionadas à implementação ou à construção da atividade do projeto (…), por exemplo, a data de assinatura dos contratos de equipamentos ou de serviços de construção/operação necessários para a atividade do projeto*".

Considerando as informações acima, os seguintes eventos foram considerados para determinar a data de início da atividade do projeto: **fechamento financeiro, principais pedidos de equipamentos, concessão da permissão de construção e início da construção**. Essas datas foram identificadas conforme abaixo:

- **Fechamento financeiro:** 20 de dezembro de 2007. Esta é a data em que o principal acionista assinou o contrato com a instituição financeira. Os outros acionistas ainda não obtiveram o financiamento, mas em 31/05/2007 o BNDES já afirmou que tinham possibilidade de obter o financiamento.
- **Principais pedidos de equipamentos:** 26/02/2007. Esta é a data em que o contrato de fornecimento foi assinado.
- **Concessão da permissão de construção:** 15/12/2006. Nesta data a permissão de construção foi emitida pela agência ambiental.
- **Início da construção:** 15/05/2007. A construção civil iniciou nesta data.

No Brasil, as empresas que desejam obter os direitos de explorar hidrelétricas potenciais com mais de 30 MW têm que participar de uma licitação pública que resulta na concessão de construção da planta para explorá-la. No caso desta atividade do projeto de MDL, o contrato de concessão de serviço público pelo qual o governo brasileiro permite que o consórcio opere, mantenha e realize o investimento na planta durante os próximos 35 anos foi assinado em **15 de agosto de 2006**.

Diversos passos necessários para construir a planta, como o contrato de financiamento, o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, são obtidos apenas após a assinatura do contrato de concessão. Além disso, se a empresa decidir não construir a planta após a assinatura do contrato de concessão haverá penalidades relevantes.

Assim, embora este evento não represente o fechamento final, as empresas participantes do consórcio se comprometeram com os termos do contrato, assumindo que a hidrelétrica será realmente implementada. Portanto, esta deve ser considerada a data de início do projeto.

C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade do projeto:

35a-0m

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

C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável

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

(DD/MM/AAAA) 01/01/2011 ou na data de registro, o que ocorrer por último.

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

7a-0m

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:

C.2.2.1. Data de início:

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

SEÇÃO D. Impactos ambientais

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

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).

Os patrocinadores do projeto precisam obter todas as licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras (Resolução do CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente nº 237/97):

- 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 datada 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 – a autorização para isso depende de decisão 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.

A planta possui as licenças preliminar e de construção emitidas pela agência ambiental de Minas Gerais (FEAM - *Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Minas Gerais*). Sendo assim, o projeto não implica em impactos ambientais transfronteiriços negativos, caso contrário, as licenças não teriam sido emitidas.

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

A planta possui as licenças preliminar e de construção emitidas pela agência ambiental de Minas Gerais (FEAM - *Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Minas Gerais*). Sendo assim, o

projeto não implica em impactos ambientais transfronteiriços negativos, caso contrário, as licenças não teriam sido emitidas.

Todas as licenças para o projeto estão disponíveis para consulta mediante solicitação, assim como os estudos ambientais.

SEÇÃO E. Comentários dos atores

E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:

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 dos atores, solicitados para obtenção das licenças ambientais, a Autoridade Nacional Designada brasileira, "*Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*", solicita comentários dos atores 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.

Essa Resolução determina que cópias das solicitações de comentários sejam enviadas pelos proponentes de projetos aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades do projeto:

- Governos Municipais e Câmaras Municipais;
- 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;

Em 30 de outubro de 2007, cartas-convite foram enviadas aos seguintes agentes[11]:

- Prefeitura de Fernandes Tourinho, Sobrália, Governador Valadares, Periquito, Iapu e Alpercata;
- Assembléia Municipal de Fernandes Tourinho, Sobrália, Governador Valadares, Periquito, Iapu e Alpercata;
- Agência Ambiental de Fernandes Tourinho, Sobrália, Governador Valadares, Periquito, Iapu e Alpercata;
- Agência Ambiental do estado de Minas Gerais
- Associação comunitária de Fernandes Tourinho (Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Fernandes Tourinho), Sobrália (Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Sobrália), Governador Valadares (Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Governador Valadares), Periquito (Associação dos Atingidos pela Usina Hidrelétrica de Baguari do Município de Periquito), Iapu (Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Iapu) e Alpercata (Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Governadores Valadares e Região[12]);
- Ministério Público do Estado de Minas Gerais;

[11] As cartas da associação comunitária foram enviadas em 20 de fevereiro de 2009.

[12] Essa associação também representa a comunidade local de Alpercata.

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

Cópias das cartas e confirmação de comunicação de recebimento dos correios foram fornecidos à EOD, validando o projeto e estão disponíveis mediante solicitação.

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Atendendo à resolução da AND brasileira, dois comentários foram recebidos:

Comentário 1: FBOMS - Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente sugeriu usar o Padrão Ouro ou ferramentas semelhantes;

Comentário 2: O Ministério Público do Estado de Minas Gerais solicitou uma descrição do projeto; o cronograma previsto para o seu desenvolvimento; e perguntou se a empresa possuía outros projetos semelhantes sendo desenvolvidos na região.

Cópias das cartas recebidas dos atores locais mencionadas acima foram fornecidas à EOD validando o projeto e estão disponíveis mediante solicitação.

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

Levando em consideração os comentários da seção E.2, foram tomadas as seguintes medidas:

Comentário 1: Os participantes do projeto consideram que as solicitações feitas pelo Governo brasileiro são suficientes para serem usadas como indicadores de desenvolvimento sustentável, que já são abordados nesta atividade do projeto de MDL;

Comentário 2: Os Participantes do Projeto responderam que o projeto consiste na construção de uma central hidrelétrica com direito a solicitar créditos de carbono porque ela é uma fonte de energia renovável que desloca energia que seria gerada por fontes de combustível fóssil; os participantes do projeto esperavam que a atividade do projeto de MDL estivesse registrada no final de 2009; e que nenhum dos participantes do projeto tinha outros projetos semelhantes sendo desenvolvidos na região.

Cópias das cartas enviadas aos atores locais mencionados acima foram fornecidas à EOD, validando o projeto e estão disponíveis mediante solicitação.

Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO

Organização:	Consórcio UHE Baguari
Rua/Caixa Postal:	Rua Afonso Pena, 2590
Edifício:	
Cidade:	Governador Valadares
Estado/Região:	Minas Gerais
CEP:	35010-000
País:	Brasil
Telefone:	
FAX:	
E-Mail:	
URL:	
Representado por:	Sr. Marcos Siqueira
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Siqueira
Segundo nome:	
Nome:	Marcos
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	+55 (33) 3271-3017
E-mail pessoal:	marcos@consorciouhebaguari.com.br

Organização:	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
E-Mail:	focalpoint@ecopart.com.br
URL:	www.ecopart.com.br
Representado por:	Sra. Melissa Sawaya Hirschheimer
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Hirschheimer
Segundo nome:	Sawaya
Nome:	Melissa
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 (11) 3063-9069
Tel. direto:	+55 (11) 3063-9068
E-mail pessoal:	Melissa.hirschheimer@ecopart.com.br

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE 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

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

O sistema elétrico brasileiro, para fins das atividades do MDL, foi delineado como um sistema único interligado abrangendo as cinco regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste). Isso foi determinado pela AND brasileira através da sua Resolução nº. 8 de 26 de maio de 2008.

Mais informações sobre como o Sistema Interligado está delineado e sobre os valores do fator de emissão estão disponíveis no website da AND brasileira < http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/3881.html>

Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco. Para obter mais detalhes consulte a seção B.7.2.

Anexo 5

BIBLIOGRAFIA

ACM0002 (2008). Metodologia consolidada aprovada de linha de base ACM0002 – Metodologia consolidada para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis. Versão 10; 47ª Reunião do Conselho Executivo do MDL. Website: http://cdm.unfccc.int/.

ANEEL (2009). Banco de Informações de Geração - BIG. Capacidade de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica. http://www.aneel.gov.br/.

_____(2009). Fiscalização dos serviços de geração. Acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica. Resumo geral do acompanhamento das usinas de geração elétrica. http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2

Eletrobrás (2000). Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Website da Centrais Elétricas Brasileiras S/A: http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISF99678B3PTBRIE.htm. Acessado em 16 de fevereiro de 2009.

IBGE (2008). Banco de dados Cidades@,. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (http://www.ibge.gov.br/).

OCDE (2001). Estudos Econômicos da OCDE: Brasil. Organization for Economic Co-Operation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França.

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).