



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP)
Versão 02**

CONTEÚDO

- A. Descrição Geral da atividade de projeto
- B. Aplicação da metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade do projeto / Período de creditação
- D. Aplicação da metodologia de monitoramento e plano
- E. Estimativa de emissão de GEE por fonte
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários das partes envolvidas

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes na atividade de projeto

Anexo 2: Informações com relação a financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

Exibição A

Exibição B

Bibliografia

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto****A.1 Título da atividade de projeto:**

Título: Pequenas Centrais Hidrelétricas Cachoeira Encoberta e Triunfo - Atividade de Projeto Brascan Energética Minas Gerais S.A (BEMG).

Versão: 05C.

Data (DD/MM/AAAA): 25/04/2006.

As únicas alterações feitas nesta versão de DCP, comparativamente ao DCP versão 05 de 23/09/2005 referido no relatório de validação aprovado e realizado pela EOD, são relacionadas ao recálculo da margem de construção do fator de emissão, com as eficiências das usinas recomendadas pelo Comitê Executivo do MDL em sua 22ª reunião, e a Versão 05 da ACM0002.

A.2. Descrição da atividade de projeto:

O objetivo principal da Atividade de Projeto BEMG 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 sustentável em relação ao consumo total de eletricidade no 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 "World Summit for Sustainable Development") em Joanesburgo, 1992. Na versão final do Plano de Implementação da WSSD, não foram declaradas metas ou cronogramas específicos; porém, sua importância foi reconhecida para atingir a sustentabilidade, de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio¹

O processo de privatização iniciado em 1995 trouxe expectativas de tarifas adequadas (menos subsídios) e melhores preços para os produtores. Trouxe a atenção dos investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado centralizado planejado de energia. Infelizmente faltou um plano consistente de expansão por parte do mercado brasileiro de energia, com os maiores problemas sendo de raízes políticas e incertezas regulatórias. No final de 1990, um forte crescimento na demanda em contraste com um aumento menor do que a média na capacidade instalada causou uma crise no suprimento/acionamento 2001/2002. Uma das soluções que o governo forneceu foi dar maior flexibilidade à legislação favorecendo pequenos produtores independentes de energia. Além disso, a possível elegibilidade no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo baseado no Protocolo de Quioto trouxe a atenção de investidores para projetos de pequenas centrais hidrelétricas.

Esta fonte mais limpa de geração de eletricidade terá também uma contribuição importante para a sustentabilidade ambiental por reduzir a emissão de dióxido de carbono que teriam ocorrido em caso contrário, na ausência do

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, incluindo as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, inclusive hidrelétrica, e suas transferências 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."



projeto. A atividade do projeto reduz emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitando a geração de eletricidade por fontes de combustíveis fósseis (e emissão de CO₂), o que seria gerado (e emitido) na ausência do projeto.

O Projeto BEMG melhora o fornecimento de eletricidade através de uma fonte limpa e renovável de energia hidrelétrica, ao mesmo tempo em que contribui para o desenvolvimento econômico regional/local. As usinas hidrelétricas de pequena escala a fio d'água fornecem geração distribuída local diferente do modo tradicional, como fazem as grandes hidrelétricas e as usinas de geração a gás natural construídas nos últimos 5 anos; esses projetos de pequena escala apresentam vantagens específicas com relação à confiabilidade, transmissão e distribuição, o que inclui:

- maior confiabilidade, com interrupções mais curtas e com extensão menor;
- menor exigência com relação à margem de reserve;
- 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 investimentos menores 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 BEMG está localizado é obtida com menos gastos e com uma maior renda nos municípios locais. O capital excedente que esses municípios terão poderia ser empregado 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 que fica na região poderá ser utilizado para fornecer serviços melhores à população, melhorando a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica. Uma renda maior vem de um investimento local na economia local, e o maior pagamento de tributos, que irão beneficiar a população local.

A Lei no. 10.438 de abril de 2002, criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Entre outros fatores, a meta desta iniciativa é de aumentar a participação das fontes de energia renovável na matriz energética brasileira, a fim de contribuir para uma sustentabilidade ambiental maior. Para alcançar estas metas, o governo brasileiro designou a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) para atuar como compradora primária da eletricidade gerada pelos projetos de energia alternativa no Brasil, através de acordos de compra de energia a longo prazo (CCVE, Contrato de Compra e Venda de Energia) com produtores de Energia Alternativa, com um preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrado dos consumidores finais no Brasil.

O Projeto BEMG iniciou sua construção em 2000 antes da oficialização da legislação do Proinfa. Além disso, era elegível em 2002 mas não solicitou o financiamento devido a incertezas do programa. Conseqüentemente, não tem acesso às vantagens financeiras do mesmo. Por este motivo o projeto pode ser visto como um exemplo de solução do setor privado a crise elétrica brasileira em 2001, no qual contribui para o desenvolvimento sustentável do Brasil.

O Projeto BEMG iniciou sua construção antes da legislação do Proinfa entrar plenamente em vigor. Embora os projetos serem elegíveis para o Proinfa, eles não se candidataram para o Programa em 2002, por terem começado as operações antes do projeto começar a cobrar as geradoras de energia, no qual é antes de Janeiro de 2006 e devido a algumas incertezas do programa. Por esta razão o projeto pode ser visto como um exemplo de solução do setor privado a crise de eletricidade brasileira em 2001, o que contribui para o desenvolvimento sustentável do Brasil. Porém o Proinfa foi estruturado pela Lei no 10.438 e editada em Abril de 2002. Isto significa que o governo verificou o fraco desenvolvimento dos projetos de pequenas centrais hidrelétricas e as barreiras de Mercado, e decidiu estruturar os incentivos. A criação do Proinfa mostra que sem um suporte específico, os projetos de fontes renováveis e os projetos pequenos não teriam como ser implementados. Uma vez que o projeto não está tendo acesso às oportunidades do Proinfa, seus benefícios e incentivos, está competindo no mercado com outros projetos



e oportunidades, e vendendo sua energia a outras empresas sem ser a Eletrobrás, como contratos bilaterais. Também, apenas em 2004 com a Portaria 45 (e considerando que o Proinfa foi emitido em 2002), foi clarificado que os projetos do Proinfa poderiam ser faturados somente em 2006. Alguns dos projetos nos quais foram considerados a participarem no Proinfa em 2003 ou 2004 tiveram que ser iniciados sem incentivos.

A existência do Proinfa é uma prova de que incentivos são necessários para promover a construção de projetos de pequenas centrais hidrelétricas. E outra prova que as barreiras são enormes é que a maioria dos projetos selecionados e contratados não estão nem em construção, e alguns talvez não sejam nem construídos. A análise do Proinfa, e de outros incentivos no setor elétrico para outras fontes, ilustram os obstáculos que os desenvolvedores que não estão participando de nenhum programa precisam passar.

Neste contexto, a CatLeo Energia S.A. começou a considerar investimentos em pequenos projetos de energia renovável no Brasil. Entre outros, a companhia está conduzindo 2 hidrelétricas em potencial que correspondem à atividade de projeto.

O projeto consiste em 47,1 MW divididos em duas PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas), Ormeo Junqueira Botelho 22,7 MW e Ivan Botelho III 24,4 MW, ambos no estado de Minas Gerais, na região Sudeste do Brasil.

Descrição das duas instalações (subprojetos):

- PCH Ormeo Junqueira Botelho (também chamado Cachoeira Encoberta), situado na cidade de Muriaé (rio da Glória), no estado de Minas Gerais, operacional desde janeiro de 2004, com capacidade total instalada de 22,7 MW e energia mínima anual produzida em torno 89.414 MWh (fator de capacidade mínimo conservador estimado de 45%, e abaixo da energia garantida de 99.076 MWh).
- PCH Ivan Botelho II (também chamado Triunfo), situado na cidade de Guarani, Piraúba e Astolfo Dutra (rio da Pomba), no estado de Minas Gerais, operacional desde novembro de 2004, com capacidade total instalada de 24,4 MW e energia mínima anual produzida em torno de 101.273 MWh (fator de capacidade mínimo conservador estimado de 47%, e abaixo da energia garantida de 112.216 MWh).

As Companhias do Projeto que correspondem às duas instalações, têm a seguinte estrutura:

- 1) PCH Ormeo Junqueira Botelho: A Brascan Energética Minas Gerais S.A (anteriormente CatLeo Energia S.A) é dona de 100% do projeto.
- 2) PCH Ivan Botelho III: A Brascan Energética Minas Gerais S.A (anteriormente CatLeo Energia S.A) é dona de 100% do projeto.

A CatLeo Energia S.A. era 100% dona da geração de energia da Companhia de Força e Luz Cataguazes-Leopoldina (CFLCL), uma companhia tradicional brasileira de energia que também possui uma grande parte de cinco companhias de distribuição de energia localizadas no nordeste e sudeste brasileiro. A CFLCL vende cerca de 6.000 GWh a 1,8 MM de clientes, situados em 355 municípios. Em dezembro de 2004, a CFLCL vendeu a CatLeo Energia S.A. para a Brascan Energética S.A. Brascan é uma holding canadense com atividades em vários setores: mercado mobiliário, agroindústria, mineração, mercado financeiro e energia. Brascan Energética é uma companhia consolidada em janeiro de 1998 pelo Grupo Brascan para trabalhar no setor elétrico no Brasil. Seu objetivo principal é de aumentar a capacidade geradora de energia no Brasil através do desenvolvimento, construção e operação de até 576 MW, em instalações de pequenas centrais hidrelétricas.

A.3. Participantes do Projeto:

Até o momento, o projeto é um projeto unilateral.

Nome da Parte envolvida (*) (hospedeiro) indica uma Parte hospedeira)	Entidade privada e/ou pública Participante do projeto (*) (conforme aplicável)	Indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante de projeto. (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Brascan Energética Minas Gerais S.A.	Não



(Privada)

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

Patrocinador do projeto (vendedor de RCE): Brascan Energética Minas Gerais S.A.
Autorizado por: A AND brasileiro.

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

De acordo com a definição da Agência Reguladora de Energia Brasileira (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica), Resolução nº. 652, datada de 9 de dezembro de 2003, as pequenas hidrelétricas do Brasil devem ter capacidade instalada maior que 1 MW e menor que 30 MW e a área do reservatório menor que 3 km². Os projetos de fio d'água são definidos como "projetos nos quais a vazão na estação seca é a mesma ou maior que a vazão mínima exigida pelas turbinas" (Eletrobrás, 1999). Os projetos de fio d'água não incluem um armazenamento significativo de água, e devem, portanto, utilizar totalmente a vazão de água. Um típico esquema de fio d'água envolve um reservatório com baixo desvio e geralmente fica em correntezas de fluxo rápido (Figura 1). 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 de coleta, encaminhada para baixo até uma usina construída a jusante do canal de adução e para o nível mais baixo possível a fim de obter maior altura manométrica na turbina.

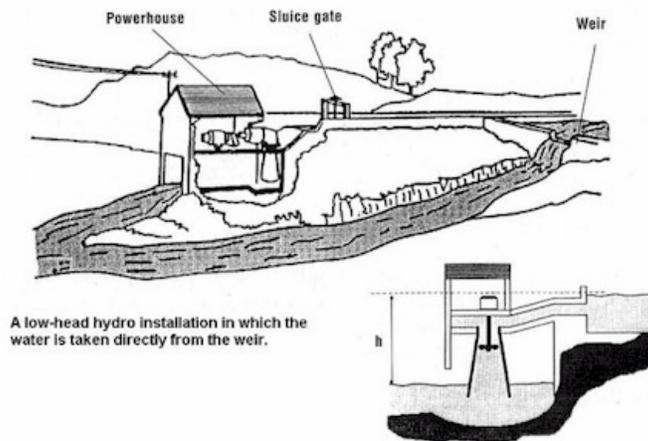


Figura 1 – Figura esquemática de uma pequena hidrelétrica a fio d'água

Pequenas centrais hidrelétricas são consideradas uma das usinas com melhor relação custo benefício no Brasil, dado que possibilitam a geração de energia distribuída e o suprimento de pequenas áreas urbanas, regiões rurais e áreas remotas do país. Geralmente, consiste em uma usina hidrelétrica a fio d'água que resulta em um impacto ambiental mínimo.

As instalações dos Projetos da BEMG são projetos a fio d'água e possuem um reservatório com baixo desvio, que armazena água a fim de gerar eletricidade por curtos períodos. A PCH Ormeo Junqueira Botelho está localizada na cidade de Muriaé, com as coordenadas Latitude 21°05' Sul/ Longitude 42°20' Oeste, no estado de Minas Gerais (MG). Rio Glória. Operacional desde janeiro de 2004, é uma pequena central hidrelétrica a fio-d'água, capacidade instalada total de 22,7 MW, e energia mínima anual produzida de 89.414 MWh (fator de capacidade mínimo estimado de 45%). O tamanho do reservatório é de 0.294 km².

O sistema da turbina possui 2 unidades de 11,35 MW, e o gerador 13,5 MVA, 450 rpm a 6,9 kV. A altura máxima da cachoeira é de 75 m, e a altura de referência é 72,8 m.



As principais características de desenho do projeto Ormeo Junqueira Botelho são apresentadas na Tabela 1 abaixo:

Tabela 1: Características Principais do Projeto

<i>Ormeo Junqueira Botelho</i>	
Potência	22,7 MW
Geração de energia	89.414 MWh
Fator de capacidade	45%
Eficiência	88,3%
Cachoeira	75 metros
Reservatório	0,294 km ²
Taxa de fluxo médio	20,7 m ³ /s

A PCH Ivan Botelho III localiza-se na cidade de Guarani, Piraúba e Astolfo Dutra, com coordenadas Latitude 21°18' Sul / Longitude 42°54' Oeste, no estado de Minas Gerais (MG), rio da Pomba. Operacional desde novembro de 2004, é a fio d'água, com o total de 24,4 MW de capacidade instalada e energia mínima anual produzida de 101,273 MWh (fator de capacidade mínimo calculado de 47%). O tamanho do seu reservatório é de 1,39 km².

O sistema da turbina possui 2 unidades de 12,2 MW, e o gerador 13,5 MVA, 450 rpm a 6,9 kV. A altura máxima da cachoeira é de 37 m, e a altura de referência é 35,7 m.

As principais características de desenho do Projeto Ivan Botelho III são apresentadas na Tabela 2 abaixo:

Tabela 2: Características Principais do Projeto.

<i>Ivan Botelho III</i>	
Potência	24,4 MW
Geração de energia	101.273 MWh
Fator de Capacidade	47%
Eficiência	87,4%
Cachoeira	37 metros
Reservatório	1,39 km ²
Taxa de fluxo médio	45,7 m ³ /s

A.4.1. Local de atividade do projeto:

A.4.1.1. País do local do projeto(parte[s]):

Brasil.

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

Ormeo Junqueira Botelho – Estado de Minas Gerais (MG), Sudeste do Brasil
Ivan Botelho III – Estado de Minas Gerais (MG), Sudeste do Brasil

A.4.1.3. Cidade/Município/Comunidade etc:

Ormeo Junqueira Botelho – Município de Muriaé
Ivan Botelho III – Município de Guarani, Piraúba e Astolfo Dutra

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitirão a identificação única desta atividade de projeto (máximo 1 página):



PCH Ormeo Junqueira Botelho situa-se na cidade de Muriaé, com coordenadas Latitude 21°05' Sul / Longitude 42°20' Oeste, no rio da Glória, no Sudeste do Brasil, estado de Minas Gerais (MG). A cidade de Muriaé localiza-se no Sudeste do estado de MG e a 450 km do Belo Horizonte, capital do estado (Figura 1 abaixo).

PCH Ivan Botelho III situa-se na cidade de Guarani, Piraúba e Astolfo Dutra, com coordenadas Latitude 21°18' Sul / Longitude 42°38' Oeste, no rio da Pomba, no Sudeste de Brasil, estado de Minas Gerais (MG). Os municípios de Guarani, Piraúba e Astolfo Dutra localizam-se no Sudeste do estado de MG e a 450 km do Belo Horizonte, capital do estado (Figure 2 abaixo).

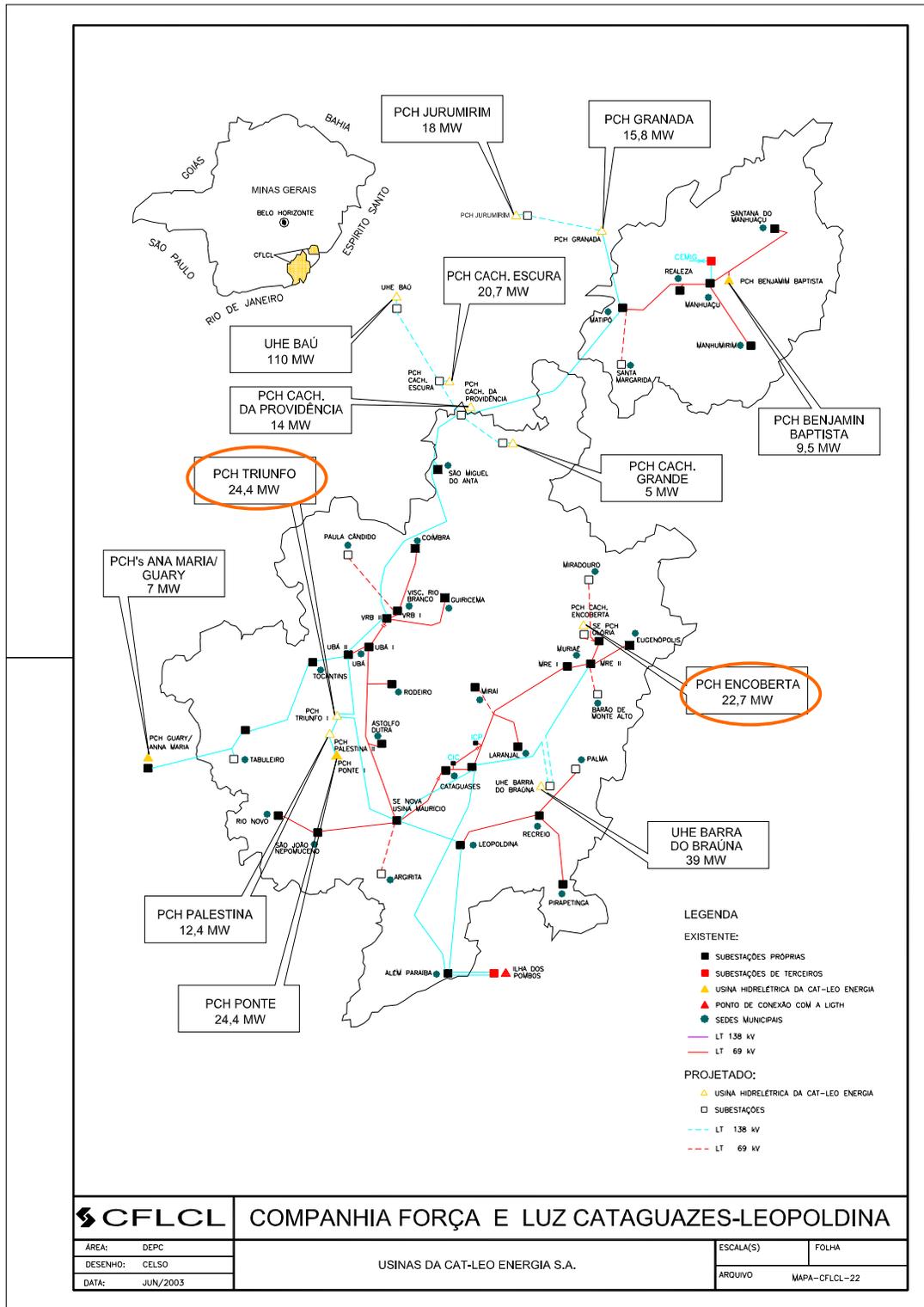


Figura 2: Locais do Projeto

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

Projetos de energia renovável para a rede (pequenas centrais hidrelétricas a fio d'água)

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

A tecnologia empregada é uma tecnologia já estabelecida. A turbina Francis é a mais amplamente utilizada entre as hidroturbinas (Figura 3). Essa turbina é um tipo de turbina de reator hidráulico, na qual o fluxo sai das pás da turbina na direção radial. As turbinas Francis são comuns na geração de energia e são utilizadas em aplicações onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica média. A água entra na turbina através de uma carcaça com voluta e é direcionada para as pás através de comportas de retenção. Então, a água com baixa velocidade deixa a turbina através de um tubo de retirada. No modelo, a vazão de água é fornecida por uma bomba centrífuga de velocidade variável. Aplica-se uma carga à turbina através de um freio magnético e o torque é medido observando-se a deflexão de molas calibradas. O desempenho é calculado comparando-se a energia de saída com a energia fornecida.

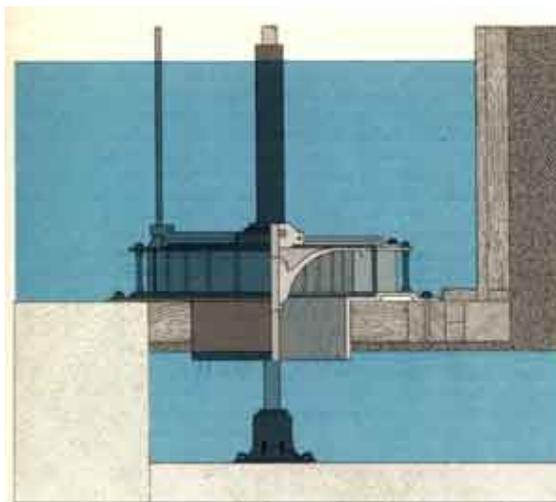


Figura 3 – Turbina Francis

(Fonte: Alstom, <http://www.alstom.com.br/> e Water Wheel Factory <http://www.waterwheelfactory.com/>).

Turbinas hidráulicas:

- Ormeo Junqueira Botelho - Francis simples, eixo horizontal. Fornecedor: Alstom.
- Ivan Botelho III - Francis simples, eixo horizontal. Fornecedor: Alstom.

Geradores:

- Ormeo Junqueira Botelho - 13,5 MVA synchronous, 6,9 kV, 60 Hz. Fornecedor: Alstom.
- Ivan Botelho III - 13,5 MVA synchronous, 6,9 kV, 60 Hz. Fornecedor: Alstom.

Os provedores de serviços e equipamentos têm uma longa experiência no mercado de pequenas centrais hidrelétricas, executadas por companhias como a Toshiba e Alstom. O trabalho de construção civil foi executado pela própria CatLeo, na qual é um dos mais importantes fornecedores de EPC para pequenas centrais hidrelétricas do mercado brasileiro.

A Brascan Energética usa o apoio e o conhecimento tecnológico da Brascan Power, uma corporação afiliada da Brascan que opera com a capacidade geradora de 1.100 MW nos Estados Unidos e Canadá.



A.4.4. Declaração sucinta sobre como as emissões antropogênicas dos gases de efeito estufa (GEEs) por fontes serão reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta, incluindo o porquê que as reduções de emissões não ocorreriam na ausência da atividade do projeto proposto, levando em conta políticas nacionais e/ou setoriais e circunstâncias:

O Projeto BEMG, um projeto de geração de energia livre de gases de efeito estufa (GEEs), propiciará reduções nas emissões de GEEs como um resultado da substituição da geração de energia de combustível fóssil de usinas termelétricas, que, de outro modo, estariam alimentando a rede interligada.

Kartha et al. (2002) afirmaram que "a questão central do desafio da linha de base para projetos de eletricidade reside claramente em se calcular a 'geração evitada', ou seja, o que ocorreria 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, substitui uma instalação que teria, de outra forma, sido construída) e/ou na "margem de operação" (ou seja, que afeta a operação de usinas atuais ou futuras)."

O fator de emissão da linha de base é calculado como uma margem combinada, consistindo nos fatores da margem de operação e da margem de construção. Para fins de determinação dos fatores de emissão da "margem de construção" e da "margem operacional", um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das usinas que pode ser despachado sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é conectado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as usinas podem despachar sem restrições significativas na transmissão.

A metodologia da linha base aprovada, ACM0002, versão 5 (3 de março de 2006) - "Metodologia consolidada para geração de eletricidade para rede interligada através de fontes renováveis", aplica-se a adições na capacidade de eletricidade de pequenas centrais hidrelétricas a fio d'água, a qual é a proposta da atividade do projeto. O contexto da linha de base considera a eletricidade que teria sido gerada pela operação de usinas interligadas e pela adição de novas fontes de geração.

Redução de emissão de CO₂ através da atividade do projeto das duas pequenas centrais hidrelétricas é o resultado do deslocamento da geração de combustível fóssil das usinas termelétricas que seriam entregues à rede interligada.

A.4.4.1. Quantidade estimada de reduções período de créditos escolhido:

Considerando a linha base de 263,6 kgCO₂e/MWh, a implementação das 2 pequenas centrais hidrelétricas descritas na atividade de projeto conectada a rede de energia interligada brasileira gerará uma redução anual calculada de 50.265 tCO₂e, e uma redução total de 317.361 tCO₂ durante os sete primeiros anos do período de creditação, até e incluindo 2009 (Tabela 3)

Tabela 3: Redução de Emissões Estimadas para o Projeto

Anos	Redução de emissões anuais estimadas em tCO ₂ e
2004	15.771
2005	50.265
2006	50.265
2007	50.265
2008	50.265
2009	50.265
2010	50.265
Reduções totais estimadas (tCO ₂ e)	317.361
Número total de anos de creditação	7
Média anual durante o período de creditação das reduções estimadas (tCO ₂ e)	45.337

Para mais detalhes, recorra a seção E.6 abaixo.

A.4.5. Financiamento público para a atividade de projeto:



Não há financiamento público envolvido neste projeto.

Os Projetos estão sendo financiados pelo BNDES - [Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social](#), que é uma companhia federal subordinada ao MDIC - [Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior](#). Apesar de ser um banco de poder do Estado, o BNDES é uma das únicas fontes de financiamento a longo prazo no país e é a fonte de dívida preferível para o setor privado no Brasil.

**SEÇÃO B. Aplicação da metodologia de linha de base****B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada aplicada na atividade de projeto:**

Metodologia de linha de base aprovada e consolidada ACM0002, versão 5 (3 de março de 2006) - “Metodologia consolidada para geração de eletricidade para rede interligada através de fontes renováveis”. Aprovada pelo Executive Board na 16^o reunião.

B.1.1. Justificativa da escolha da metodologia e o porquê é aplicável à atividade do projeto:

A metodologia escolhida é aplicável para projetos de geração de energia renovável da rede interligada, sob a condição de adição da capacidade de eletricidade através de pequenas centrais hidrelétricas a fio d'água, como é o caso das PCH Ormeo Junqueira Botelho e Ivan Botelho III.

Além disso, a grande extensão territorial do Brasil e seu vasto potencial hídrico tem sido decisivos na definição da indústria de geração de eletricidade atual do país que é predominantemente baseada em hidrelétricas. O cenário futuro mostra um aumento no consumo de combustíveis fósseis, principalmente gás natural, conforme a intenção do governo para diversificar o fornecimento de energia brasileiro.

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

A atividade do projeto é um conjunto de pequenas centrais hidrelétricas conectadas a rede de eletricidade. O projeto cumpre todas as “adicionalidades” requisitadas (veja aplicação da “ferramenta de adicionalidade”² abaixo) e demonstra que o projeto não ocorreria na ausência do MDL.

Em um período de reestruturação de todo o mercado de eletricidade (geração, transmissão e distribuição), como é a situação atual no Brasil, incertezas em investimento é a principal barreira para pequenos/médios projetos de energia renovável. Neste cenário, novos projetos competem com empreendimentos já existentes (margem operacional) e com novos projetos (margem de construção), nos quais geralmente atraem a atenção do mercado financeiro. Margem operacional e de construção estão sendo usadas para calcular fatores de emissão para a rede interligada.

A metodologia ACM0002, versão 5 (3 de março de 2006), para geração de eletricidade de fontes renováveis para redes interligadas, usa as margens derivadas, que têm sido aplicadas no contexto da atividade do projeto através da determinação do fator de emissão para o subsistema Sul – Sudeste - Centro-Oeste da rede interligada brasileira (sistema elétrico que é conectado por linhas de transmissão para o sistema elétrico do projeto e no qual usinas podem ser despachadas sem restrições significativas de transmissão).

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

A metodologia de linha base proposta inclui uma Ferramenta de Adicionalidade aprovada pelo *Executive Board*. Esta ferramenta considera alguns passos importantes necessários para determinar se a atividade do projeto é adicional e também é importante para demonstrar como as reduções de emissão não aconteceriam na ausência da atividade do projeto de pequenas centrais hidrelétricas BEMG. A Ferramenta, refere-se à atividade de projeto descrita abaixo.

Seguem os passos necessários para avaliar e demonstrar que o projeto BEMG de pequenas centrais hidrelétricas é adicional.

² Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade. UNFCCC, CDM Executive Board 16th Meeting Report, 22 October 2004, Annex 1. Web-site: <http://cdm.unfccc.int/>



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

a) Data de início da atividade de projeto:

Os projetos sob a atividade do projeto iniciaram suas operações depois de 1 de janeiro de 2000, como é demonstrado pela lista abaixo.

- PCH Ormeo J. Botelho: Operações: janeiro de 2004.
- PCH Ivan Botelho III: Operações: novembro de 2004.

b) Evidências que os incentivos do MDL foram seriamente considerados na decisão para proceder com a atividade do projeto:

Companhia. Força e Luz Cataguazes-Leopoldina (CFLCL) possui uma longa história de avaliação do potencial do mercado de carbono. CFLCL começou analisando o potencial de Créditos de Carbono pela *Chicago Climate Exchange* (CCX), onde a CCX tem a meta de projetar e implementar um mercado voluntário de para gases de efeito estufa (GEEs). A CFLCL participou da CCX desde 2001 e negociou sua participação desde a criação do mesmo em 2000. Isto significa que a companhia sempre considerou o impacto financeiro positivo dos créditos sobre seus projetos, antes de iniciar a operação e antes de vendê-los para a Brascan.

SATISFEITO/APROVADO – Prossiga para Passo 1

Passo 1. Identificação de alternativas para a atividade de projeto consistente com as leis e regulamento atuais

Sub-passo 1a. Defina alternativas à atividade de projeto:

1. A alternativa à atividade de projeto é a continuidade da situação atual (anterior), com o sistema investindo em grandes hídricas. Como alternativa do grupo da empresa, existe o investimento em outras oportunidades, como no mercado financeiro. Considerando-se que a Brascan é uma empresa *holding* e qua a Brascan Energética é um novo empreendimento do grupo no Brasil, o grupo poderia ter decidido focar nas suas outras áreas mais tradicionais (por ex., setor financeiro, imobiliário, etc.), e não no setor energético, como é o caso com a atividade de projeto.

Sub-passo 1b. Execução de regulamentos e leis aplicáveis:

2. Não se aplica.
3. Não se aplica.
4. Não se aplica. A atividade do projeto e o cenário alternativo estão em conformidade com todos os regulamentos.

SATISFEITO/APROVADO – Prossiga para Passo 2

Passo 2. Análise de investimento

SATISFEITO/APROVADO – Prossiga para Passo 3

Passo 3. Análise de barreiras

As barreiras consideradas são as seguintes:

- Falta de fontes de investimentos para financiar o setor privado no país e os altos custos das alternativas disponíveis
- Impacto das normas do setor de energia, uma vez que este ainda está sob um órgão regulador, e a criação do PROINFA indica que sem um apoio específico, não seriam implementados as fontes renováveis e os pequenos projetos

- Uma vez que os projetos não têm acesso aos benefícios e os incentivos do PROINFA, eles estão competindo no mercado com outros projetos e oportunidades, vendendo energia para outras companhias

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

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

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

- A construção de um ambiente propício à competição, com a eliminação gradual do consumidor cativo. A opção para escolher os fornecedores de serviços de eletricidade começou em 1998 para os consumidores maiores, e deverá estar disponível para o mercado inteiro antes de 2006;
- Desmantelamento dos monopólios estatais, separação e privatização das atividades de geração, transmissão e distribuição;
- Liberdade de acesso às linhas de transmissão
- Transferência das responsabilidades de operação e de planejamento para o setor privado.

Três entidades governamentais foram criadas: a ANEEL - Agência Reguladora de Eletricidade, fundada para desenvolver a legislação e regular o Mercado; o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, para supervisionar e controlar a geração, transmissão e operação; e o MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, para definir as regras e procedimentos comerciais a curto prazo para o mercado.

Ao término de 2000, cinco anos depois do início do processo de privatização, os resultados ainda eram modestos (Figura 4). Apesar de altas expectativas, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento do consumo.

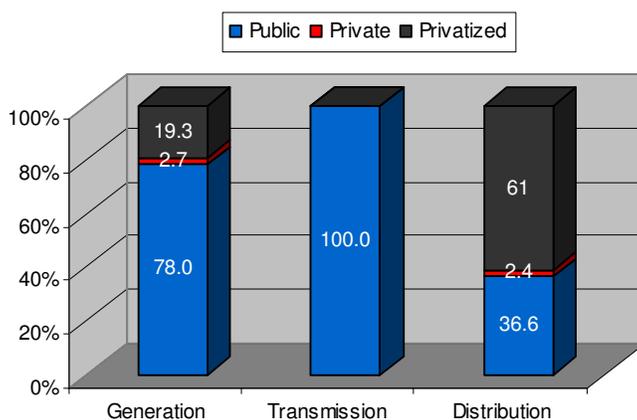


Figura 4 - Participação do capital privado no mercado brasileiro de eletricidade em dezembro de 2000 (Fonte: BNDES, 2000).

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

geração maior que a taxa de crescimento do PIB, e pesados investimentos em eficiência energética. No caso do Brasil, o aumento da capacidade instalada de geração (média de 4% no mesmo período) não acompanhou o crescimento do consumo, conforme pode ser visto na Figura 5.

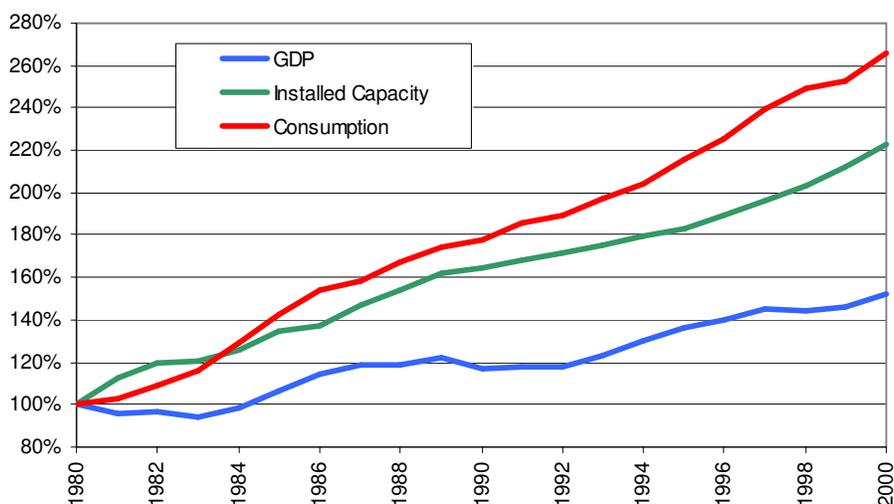


Figura 5 – Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda de eletricidade (consumo) (Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br> ; IBGE, <http://www.ibge.gov.br/>)

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 que restou, aumentar o fator de capacidade de usinas antigas, foi a mais utilizada, como podemos ver na Figura 6. Para entender se este aumento no fator de capacidade trouxe consequências positivas ou negativas, precisamos analisar a disponibilidade e o preço dos combustíveis. No modelo de eletricidade brasileiro, a principal fonte de energia é a água acumulada nos reservatórios. A Figura 7 mostra o que ocorreu com os níveis de "energia armazenada" nos reservatórios entre janeiro de 1977 e janeiro de 2002. Pode-se ver que os reservatórios, projetados para resistir a 5 anos de estações com menos chuvas que a média, quase entraram em colapso após uma única estação com pouca precipitação pluviométrica (2000/2001 teve 74% da média histórica de precipitação pluviométrica). Essa situação ilustra uma utilização intensiva dos recursos hídricos do país para suportar o aumento da demanda sem aumentar a capacidade instalada. Com a situação descrita, não havia solução a longo prazo para os problemas que, no final, causaram as interrupções e o racionamento em 2001.

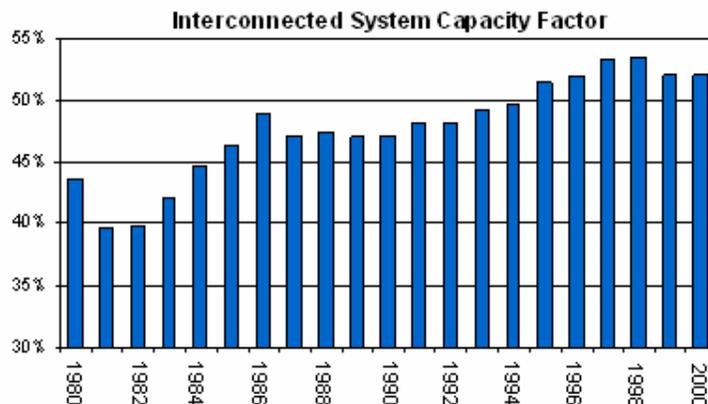


Figura 6 – Evolução da taxa de energia gerada em relação à capacidade instalada (Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br/>).

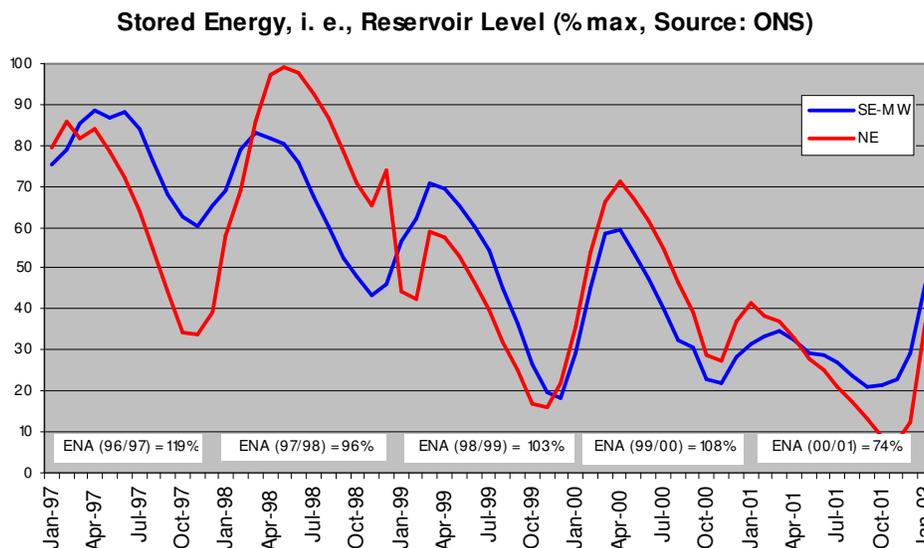


Figura 7 - Evolução da capacidade armazenada de água nos subsistemas interligados do Sudeste/Centro-Oeste (SE-CO) e do Nordeste (NE) e a intensidade da precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste comparada com a média histórica (Fonte: ONS, <http://www.ons.org.br/>)

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 a Portaria 43 do Ministério das Minas e Energia de 25 de fevereiro de 2000, planejando originalmente a construção de 47 usinas termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada nova até dezembro de 2003. Durante 2001 e início de 2002, o plano foi reduzido de modo a contemplar 40 usinas e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004 (Art. 29 da Lei Federal 10.438 de 26 de abril 2002). Em dezembro de 2004 havia 20 plantas em operação, totalizando aproximadamente 9.700 MW.

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

Está claro que a energia hidrelétrica é e continuará sendo a principal fonte para a eletricidade de fluxo de base no Brasil. Porém, a maioria dos, se não todos, os recursos hídricos no sul e sudeste do país estão sendo explorados, e a maioria das reservas restantes fica na bacia do Amazonas, distante dos centros industriais e populacionais (OCDE, 2001). Está claro que as novas adições ao setor de energia elétrica do Brasil estão mudando de hidrelétricas para usinas a gás natural (Schaeffer et al., 2000). Com as descobertas de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003 (Figura 8), a política de utilizar gás natural para gerar eletricidade continua sendo uma possibilidade e continuará a gerar interesse de investidores da iniciativa privada no setor energético brasileiro.

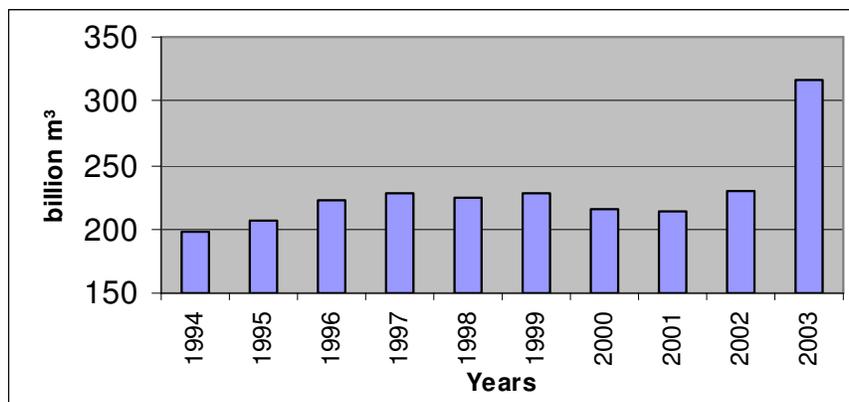


Figura 8 – Evolução do gás natural brasileiro proveniente de reservas comprovadas
(Fonte: Petrobras, <http://www.petrobras.com.br/>)

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 (OCDE, 2005):

- A demanda de eletricidade e o fornecimento serão coordenados por uma demanda em *pool* a ser estimada pelas companhias distribuidoras, que terão que contratar 100% da sua demanda projetada de eletricidade durante os 3 a 5 anos seguintes. Essas projeções serão enviadas a uma nova instituição denominada EPE - Empresa de Planejamento Energético, que estimará a expansão necessária na capacidade de fornecimento a ser vendida às companhias de distribuição através do *pool*. O preço pelo qual a eletricidade será negociada através do *pool* é uma média de todos os preços contratados a longo prazo, e será o mesmo para todas as companhias de distribuição.
- Paralelamente aos contratos "regulados" de *pool* a longo prazo, existirá um mercado "livre". Embora, no futuro, será exigido que os grandes consumidores (acima de 10 MW) forneçam às companhias de distribuição um aviso de 3 anos se desejarem mudar do *pool* para mercado livre e um aviso de 5 anos para os que mudarem na direção oposta, visualiza-se um período de transição, no qual essas condições serão mais flexíveis. Se a demanda real se apresentar maior que a projetada, as companhias de distribuição terão que comprar eletricidade no mercado livre. No caso oposto, terão que vender o fornecimento em excesso no mercado livre. As companhias de distribuição conseguirão repassar para os consumidores finais a diferença entre os custos da eletricidade 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 a longo prazo. A EPE apresentará ao Ministério o seu portfólio de tecnologias desejadas e uma lista dos projetos estratégicos e não estratégicos. Por sua vez, o Ministério apresentará essa lista de projetos ao CNPE (Conselho Nacional de Política Energética). Depois de aprovados pelo CNPE, os projetos estratégicos serão leiloados, com base em prioridades, através do *pool*. As companhias podem substituir os projetos não estratégicos propostos pela EPE, se suas propostas oferecerem a mesma capacidade por uma tarifa mais baixa. Outra nova instituição é o



CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico), que irá monitorar as tendências da demanda e fornecimento de energia elétrica. Se forem identificados problemas, o CMSE irá propor medidas corretivas para evitar escassez de energia, como por exemplo condições especiais de preço para os novos projetos e reserva da capacidade de geração. Esse comitê ficará no âmbito do Ministério de Minas e Energia e será presidido por ele. Não se espera outras grandes privatizações neste setor.

Embora o novo modelo reduza o risco de mercado, sua capacidade de incentivar o investimento privado no setor elétrico dependerá de como o novo marco regulatório será implementado. Destacam-se diversos desafios em relação a esse ponto. Primeiro, o risco de falha regulatória, que pode ocorrer em razão de o governo desempenhar um papel significativo no planejamento de longo prazo, deve ser evitado prevenindo contra interferências políticas na nova instituição. Em segundo lugar, será necessário conceber regras para a transição do modelo atual para o novo, para permitir que os atuais investimentos sejam adequadamente remunerados. Em terceiro lugar, em razão de seu pequeno tamanho, a volatilidade dos preços pode aumentar no mercado de eletricidade de curto prazo, ocasionando, por sua vez, maior risco do investimento, embora esse risco venha a ser atenuado pela presença de grandes consumidores. A alta participação da energia hidrelétrica na matriz energética do Brasil e a incerteza sobre precipitação pluviométrica também 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.

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

Barreiras de 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 de um longo período de inflação, a moeda brasileira apresentou uma alta volatilidade aliada a uma forte desvalorização, impedindo efetivamente que os bancos comerciais fornecessem financiamento de dívida de longo prazo às companhias locais. 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 para a moeda local são significativamente mais altas do que as taxas em dólar norte-americano. O BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social é o único fornecedor de empréstimos de longo prazo. Operações de financiamento de dívidas do BNDES são realizadas principalmente através dos bancos comerciais. Já que o mercado de crédito é dominado por vencimentos mais curtos (de 90 dias a 01 ano) e as linhas de crédito de longo prazo estão disponíveis somente 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 domésticos com vencimento de mais de um ano praticamente não existem no Brasil. A experiência tem demonstrado que em momentos de tensão financeira a duração dos instrumentos de poupança são contraídos a 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., 2005). Também, o mercado de capitais não está bem desenvolvido no país para prover fundos decorrentes do mercado de ações.

A falta de financiamentos de longo prazo no mercado resulta não de falta de oportunidades de investimento, mas decorre da relutância dos credores e poupadores em aumentar o prazo dos seus investimentos. Isso faz que os



poupadores optem pelos investimentos mais líquidos e coloquem seu dinheiro em títulos de curto prazo do governo, em vez de investirem em oportunidades de longo prazo que poderiam financiar projetos de infra-estrutura.

O título com maior 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 COPOM³.

A taxa SELIC tem apresentado alta volatilidade desde 1996, variando de um mínimo de 15% a.a. em janeiro de 2001 a um máximo de 45% a.a. em março de 1999 (Figura 9).

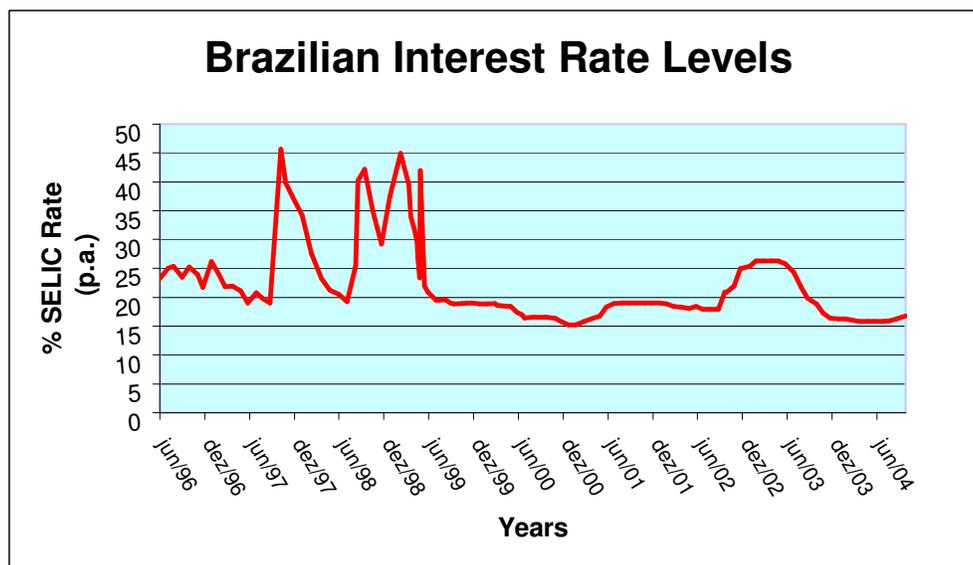


Figura 9 – Taxa SELIC (Fonte: Banco Central do Brasil)

A atividade de projeto de pequena central hidrelétrica proposta (composto por duas unidades) está sob o desenvolvimento de baseado em *project finance*. Para financiar a construção, o patrocinador do projeto (BEMG) aproveitou das linhas de financiamento do BNDES. Este apoio financeiro cobre em média para os dois projetos, 70% dos custos do projeto com uma taxa de TJLP⁴ de 9,75% mais 4,5-5%, e uma taxa de risco adicional correspondendo a uma cesta de moedas (4,5-5%), para um período de 10 anos e 2 anos de prazo de carência, na média para os dois projetos.

A planilha "BEMG_-_PDD_Additionality_Tool.xls"⁵, mostra os fluxos de caixa do projeto. Os projetos foram criados com uma TIR (Taxa Interna de Retorno) financeira esperada em média (para os dois projetos) de aproximadamente 13,1% por ano, sem o benefício do rendimento de RCE. Essa média da TIR do projeto é mais baixo que a taxa SELIC em efeito no momento do financiamento, fixado nos níveis de 19,75% como em Julho de 2005, embora o projeto seja um investimento arriscado comparado com os títulos do governo. A inclusão dos rendimentos de RCEs faz com que a TIR do projeto aumente aproximadamente 100 pontos na base de 13,1% para 13,8%. Tal aumento no retorno compensaria um risco adicional que investidores podem tomar com este projeto.

Além do crescimento dos 100 pontos base, os rendimentos dos RCEs podem trazer benefícios adicionais ao projeto devido ao fato que eles são gerados em moedas fortes (dólar americano ou euro). Este rendimento permite que a BEMG cubra seu fluxo de caixa de dívida contra desvalorização de moeda corrente. Além disso, do fluxo de caixa

³ COPOM – Comitê de Política Monetária

⁴ TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo do BNDES

⁵ A planilha esta disponível sob pedido de consulta



livre dos RCEs, em dólares americanos ou euros, pode ser descontado a taxa de juros de desconto aplicável, aumentando assim a alavancagem financeira do projeto.

A Tabela 4 abaixo, demonstra a atratividade dos rendimentos de RCE dos projetos, baseado no TIR do projeto.

Tabela 4: Análise Financeira do Projeto.
Análise Financeira - BEMG Energia

Usina	TIR com RCE	TIR sem RCE
Ormeo J. Botelho	13,9%	13,2%
Ivan Botelho III	13,6%	12,9%
Média	13,8%	13,1%

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

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

Dado os vários programas e incentivos nos quais foram considerados durante os últimos anos, mas nunca implementados com sucesso, é fácil notar-se a dificuldade e as barreiras de implementação de projetos de pequenas centrais hidrelétricas no país. A primeira foi chamada de PCH-COM estruturada entre o final de 2000/começo de 2001. Em fevereiro de 2001 a tarifa estava planejada para ser R\$ 67,00/MWh, no qual era o preço de referência da chamada “fonte de energia competitiva”, ou a média de custos adicionais da energia gerada regularmente, mas o mercado de referência para fontes de PCH naquele momento estava por volta de R\$ 80,00/MWh. Apesar da baixa tarifa, o incentivo baseava-se na garantia do CCVE e fontes especiais de financiamento. O programa não obteve sucesso por causa das garantias necessárias e as cláusulas do contrato. Além disso o projeto não foi considerado como sendo *project finance* e o mutuante demandava garantias diretas do desenvolvedor do projeto (além do projeto como um todo)

Em Abril de 2002, a lei do Proinfa foi emitida para incentivar o setor. Durante a primeira chamada pública do Proinfa no começo de 2003, a tarifa da PCH era planejada para ser de R\$ 125,09/MWh (baseado em junho de 2003, e para ser atualizado pelo índice de inflação IGP-M). Mas em 30 de março de 2004 o Ministério de Minas e Energia (MME) editou a Portaria no.45, na qual definiu a tarifa em R\$ 117,02/MWh (baseado em março de 2004, e para ser atualizado pelo IGP-M), no qual seria por volta de R\$ 132/MWh em junho de 2005. Em 2005, o BNDES apresentou a versão final de suas linhas de incentivo de financiamento para o Proinfa, que é diferente do considerado primeiramente para o programa e que não foi considerado suficiente. Isto significa que para os últimos 5 anos, o governo teve que apresentar uma nova proposta (ou incentivo) por ano, para convencer os desenvolvedores a investirem no setor de pequenas centrais hidrelétricas.

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

Comparação: Tarifa de projetos CCVE x Tarifa Proinfa

Usina	Tarifa CCVE (aprox.) (em Maio/05)	Tarifa Proinfa (aprox.) (Junho/05)
Ormeo J. Botelho	R\$ 132/MWh*	R\$ 132/MWh
Ivan Botelho III	R\$ 132/MWh*	

* tarifa a ser descontada dos custos de interconexão.



A conclusão é que os incentivos do MDL tem um papel muito importante na superação das barreiras financeiras.

Falta de Infra-estrutura

As regiões onde se localizam os projeto são isoladas e pouco desenvolvidas, embora localizadas na região desenvolvida do país. Existe uma falta de infra-estrutura como estradas, eletricidade segura, comunicação e transporte. Os patrocinadores do projeto tiveram que desenvolver estas instalações antes da implementação do projeto. Além disso não havia nenhum pessoal qualificado disponível na região devido da falta de escolas e universidades.

Barreira institucional

Como descrito acima, desde 1995 as políticas do mercado de eletricidade estão em permanente alteração no Brasil. Um número excessivo de leis e normas foi criado para tentar organizar e fornecer incentivos para os novos investimentos no setor energético. Os resultados dessa instabilidade regulatória foram contrários ao que se tentava alcançar. Durante o período de racionamento os preços de eletricidade ultrapassaram R\$ 600/MWh (cerca de US\$ 200/MWh) e o preço marginal projetado para a nova energia chegou a níveis de R\$ 120 a 150/MWh (cerca de US\$ 45). No meio de 2004 o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). Esta relativa alta volatilidade do preço da eletricidade no Brasil, apesar de curto prazo, contribui para dificultar a análise do mercado pelos desenvolvedores.

Sub-passo 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 do projeto é continuar na mesma situação. O patrocinador do projeto poderia investir seus recursos em diferentes investimentos do mercado financeiro. Assim, as barreiras acima não afetariam o investimento em outras oportunidades. Pelo contrário, as taxas de juros brasileiras, que constituem uma barreira para a atividade do projeto, passariam a ser uma alternativa viável de investimento.

SATISFEITO/APROVADO – Prossiga para Passo 4

Passo 4. Análise da prática comum:

Sub-passo 4a. Análise de outras atividades similares a atividade de projeto proposta:

Sub-passo 4b. Discussão de outras opções similares que existem:

Um dos pontos que deve ser considerado na análise de investimento em um projeto de pequena hidrelétrica no período (2001-2005) foi a possibilidade de participar do Programa PROINFA do Governo Federal. Embora alguns projetos tenham iniciado a construção independentemente do PROINFA, o programa é considerado uma das alternativas de financiamento mais viáveis para esses projetos, que fornecerão CCVEs de longo prazo e condições especiais de financiamento. A atividade do projeto BEMG não participa do programa e está lidando com o risco do mercado à medida que estrutura seus projetos.

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

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



Em virtude das razões mencionadas acima, somente 1,3% da capacidade instalada provém de fontes de pequenas hidrelétricas (1,2 GW de um total de 88,7 GW). Além disso, dos 6.934 MW em construção no país, somente 403 MW são de pequenas hidrelétricas. Em 2004, somente 9 projetos de pequenas hidrelétricas, um total de apenas 5,22 MW, foram autorizados pela agência reguladora⁶. Muitos outros projetos ainda se encontram em desenvolvimento, esperando melhores oportunidades de investimento. A maioria dos desenvolvedores que financiou seus projetos fora do PROINFA considerou o MDL como um fator decisivo para a conclusão dos seus projetos. Assim, segundo nosso conhecimento, a vasta maioria dos projetos semelhantes que está sendo desenvolvida no país participa do programa PROINFA e, os que não participam, estão no MDL. Além disso, o governo brasileiro declarou que os projetos no âmbito do programa PROINFA serão também elegíveis para participação no MDL. A legislação que criou o PROINFA levou em consideração possíveis receitas do MDL para prosseguir com o programa.

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

Como um exemplo, uma breve análise sobre a instalação de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil desde 2001, mostra que incentivos para estas fontes eram inexistentes, ou mesmo, não eficientes, indicando uma barreira de mercado/financiamento⁷:

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

SATISFEITO/APROVADO – Prossiga para Passo 5

Passo 5 - Impacto do registro de MDL

De acordo com a legislação Brasileira⁸, pequenas centrais hidrelétricas no Brasil são usinas com capacidade instalada de mais de 1 MW e de até 30 MW e com área de reservatório menor que 3 km². Em geral, consistem em uma usina hidrelétrica a fio d'água que possui um impacto ambiental mínimo.

Esta atividade do projeto não é o cenário de negócios usual em um país onde se dá preferência a grandes projetos hidrelétricos e térmicos a gás natural. Com o benefício financeiro proveniente das RCEs, espera-se que outros desenvolvedores de projeto se beneficiem dessa nova fonte de receita e decidam, então, desenvolver outros projetos. Um aumento de cerca de 100 a 200 pontos base, proveniente das RCEs se constitui um importante fator na determinação de implementação do projeto.

⁶ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

⁷ Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

⁸ Como definido pela ANEEL. Resolução no 652, 9 de Dezembro de 2003



O MDL possibilitou que alguns investidores instalassem pequenas usinas hidrelétricas e vendessem eletricidade à rede. O registro da atividade do 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 das fronteiras do projeto relacionado à metodologia de linha de base selecionada é aplicada para a atividade do projeto:

As fronteiras do projeto são definidas pelas emissões almeçadas ou diretamente afetadas pelas atividades do projeto: construção e operação. Ele abrange o local geográfico e físico do lugar da fonte de geração de energia hidrelétrica, que é representada pela bacia do rio de cada projeto próximo a central hidrelétrica e a rede interligada.

O Brasil é um país grande e está dividido em cinco macro-regiões geográficas: Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. A maior parte da população está concentrada 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% do fornecimento da região Norte é de 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 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 no próprio subsistema gerador. Assim, o subsistema interligado Sul-Sudeste-Centro-Oeste da rede brasileira, onde a atividade do projeto está localizada, é considerado como 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. Na realidade, 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 da linha de base, incluindo a data de conclusão do estudo de linha de base e o nome da pessoa (s)/entidade (s) que determina a linha de base

Data do término do documento final da seção da linha de base (DD/MM/AAAA): 30/08/2005.

Nome da pessoa/ entidade responsável pela linha de base:

Companhia:	Ecoinvest Assessoria Ltda.
Endereço:	Rua Padre João Manoel, 222
Cep + endereço de cidade:	01411-000 São Paulo, SP
País:	Brasil
Contate a pessoa:	Ricardo Esparta
Título de cargo:	Diretor
Número de telefone:	+55 (11) 3063-9068



Número de fax: +55 (11) 3063-9069
E-mail: esparta@ecoinv.com

A Ecoinvest é a Assessora do Projeto.

**SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto/ Período de créditos****C.1 Duração da atividade do projeto:****C.1.1. Data de início da atividade do projeto:**

01/01/2004.

C.1.2. Tempo de vida operacional esperado da atividade do projeto:

25a-0m.

C.2 Escolha do período de créditos e informações relacionadas:**C.2.1. Período de Créditos Renováveis****C.2.1.1. Data de início do primeiro período de créditos:**

01/01/2004.

C.2.1.2. Duração do primeiro período de créditos:

7a-0m.

C.2.2. Período de créditos fixados:**C.2.2.1. Data de Início:**

Não se aplica

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica

**SEÇÃO D. Aplicação da metodologia e plano de monitoramento****D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada e aplicada na atividade do projeto :**

Metodologia de monitoramento aprovada ACM0002, versão 5 (3 de março de 2006) – “Metodologia consolidada para geração de eletricidade para rede interligada através de fontes renováveis”.

D.2. Justificação da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade do projeto:

Essa metodologia de monitoramento deve ser utilizada em conjunto com a metodologia de linha de base aprovada ACM0002, versão 5 (3 de março de 2006) - “Metodologia consolidada para geração de eletricidade para rede interligada através de fontes renováveis” - e ser aplicada para capacidade de eletricidade adicional de pequenas hidrelétricas de fio-d’água.

A metodologia é aplicável à atividade do projeto. Consiste em usar equipamentos de medição projetados para registrar e verificar bi-direcionalmente a energia gerada pela unidade. Esta medição de energia é fundamental para verificar e monitorar as reduções de emissões de GEE. O Plano de Monitoramento permite o cálculo de emissões de GEE gerados pela atividade do projeto de uma maneira direta, aplicando o fator de emissão da linha de base.

D.2.1. Opção 1: Monitoramento de emissões no contexto do projeto e da linha de base

Baseado na tecnologia de geração hídrica, as emissões do projeto (EP_y) são zero, portanto a tabela D.2.1.1 abaixo está vazia.

D.2.1.1. Dados que serão coletados para monitorar emissões da atividade do projeto, e como estes dados serão arquivados

Número de identificação	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de gravação	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico/ impresso)	Comentário

D.2.1.2. Descrição da fórmula usada para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades de emissão de CO₂eq):

Baseado na tecnologia de geração hídrica, as emissões do projeto (EP_y) são zero, portanto nenhuma fórmula para calcular as emissões diretas é necessária.

D.2.1.3. Dados relevantes necessários para determinar a linha de base das emissões antropogênicas por fonte de GEEs dentro das fronteiras do projeto e quantos dados serão coletados e arquivados

Número de identificação	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de gravação	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico/ impresso)	Comentário
1. EG_y	Geração da eletricidade do projeto alimentada na rede	Medidos de energia conectada a rede e recibo de vendas	MWh	M	Medição de 15 minutos e gravação mensal	100%	Formato eletrônico e impresso	A eletricidade alimentada na rede é monitorada pelo Projeto



								<i>bem como pelo comprador de energia.</i>
2. EF_y	<i>Fator de emissão de CO₂</i>	<i>Calculado</i>	tCO_2/MWh	<i>C</i>	<i>Na validação</i>	<i>n.a.</i>	<i>Formato eletrônico e impresso</i>	<i>Os dados serão arquivados durante o período de creditação de acordo com procedimentos internos.</i>
3. $EF_{OM,y}$	<i>Margem de Operação de CO₂ da rede</i>	<i>Dado fornecido pela ONS (Centro nacional de despacho). Calculado de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002</i>	tCO_2/MWh	<i>C</i>	<i>Na validação</i>	<i>n.a.</i>	<i>Formato eletrônico e impresso</i>	<i>Os dados serão arquivados durante o período de creditação de acordo com procedimentos internos.</i>
4. $Ef_{BM,y}$	<i>Fator de emissão da margem de construção de CO₂ da rede</i>	<i>Dado fornecido pela ONS. Calculado de acordo com a metodologia aprovada – ACM002</i>	tCO_2/MWh	<i>C</i>	<i>Na validação</i>	<i>n.a.</i>	<i>Formato eletrônico e impresso</i>	<i>Os dados serão arquivados durante o período de creditação de acordo com procedimentos internos.</i>
5. λ_y	<i>Fração de tempo em que as centrais de baixo custo/inflexíveis operam na margem.</i>	<i>Dado fornecido pela ONS. Calculado de acordo com a metodologia aprovada – ACM002</i>		<i>C</i>	<i>Na validação</i>	<i>n.a.</i>	<i>Formato eletrônico e impresso</i>	<i>Os dados serão arquivados durante o período de créditos de acordo com procedimentos internos.</i>

D.2.1.4. Descrição da fórmula usada para estimar a emissões de linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades de emissões de CO₂eq):

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002, , versão 5 - 3 de março de 2006), o fator de emissão da linha de base é calculado como (EF_y) da mesma forma que a margem combinada (CM), consistindo da combinação da margem de operação (OM) e do fator da margem de construção. Para o propósito de determinar a margem de construção e o fator de emissão da margem de operação, um projeto de sistema elétrico é definido pela extensão espacial da usina que pode ser despachada sem problemas significativos. Semelhantemente um sistema elétrico conectado é definido como um sistema elétrico que é conectado por linhas de transmissão para o sistema elétrico do projeto e no qual as usinas podem ser expedidas sem problemas significativos de transmissão.

Da ACM0002, versão 5 (3 de março de 2006), o fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como a margem combinada (CM), consistindo na combinação dos fatores das margens de operação (OM) e de construção (BM) de acordo com os três passos seguintes:

- **PASSO 1** – Cálculo do fator(s) de emissão da margem de operação, baseado em um dos seguintes métodos
 - Margem de operação simples
 - Margem de operação ajustada simples



- Expedir análise de dados da margem de operação
- Média da margem de operação

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

O fator de emissão da margem de operação ajustada simples ($EF_{OM,adjusted,y}$ em tCO_2/MWh) é uma variação da margem de operação simples, aonde as fontes de energia (incluindo importação) são separadas em fontes de energia de custo-baixo/must-run (k) e outras fontes de potência (j):

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

Onde:

- λ_y é a cota de horas no ano y (em%) para o qual fontes baixo custo/must-run 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 anos(s) y ,
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO_2e 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) a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e
- $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede via fonte j (análogo para fontes k).
- **PASSO 2** – Cálculo do fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como a geração média ponderada do fator de emissão (tCO_2e/MWh) de uma amostra de usinas m , como segue:

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

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogos às variáveis descritas para o método OM simples (ACM0002, versão 5 (3 de março de 2006) para usinas m , com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas. O grupo de amostra m consiste de

- Cinco usinas que foram construídas recentemente, ou
- A capacidade adicional das usinas no sistema elétrico que compreende 20% do sistema de geração (em MWh) e que foi construído recentemente.

Participantes do projeto devem usar das duas opções aquela que o grupo de amostra compreende a maior geração anual.

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



ção				(c) ou estimados (e)		monitorad os	(formato eletrônico/ impresso)	

D.2.3.2. Descrição da fórmula utilizada para estimar o vazamento (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidade de emissão de CO₂eq):

Não aplicável

D.2.4. Descrição da fórmula utilizada para estimar reduções de emissão para a atividade do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidade de emissão de CO₂eq)

Baseado na tecnologia de geração hídrica, as emissões do projeto (EP_y) são zero, portanto nenhuma fórmula para calcular as emissões diretas é necessária.

D.3. Procedimentos de controle de qualidade (QC) e qualidade assegurada (QA) estão sendo considerados para o monitoramento de dados:

Dado (Indicar tabela e número de ID ex. 3.-1.; 3.2.)	Nível de incerteza de dados (Alto/Médio/Baixo)	Explique procedimentos de QA/QC planejados para estes dados, ou porque estes procedimentos não são necessários.
D.2.1.3-1.	Baixo	Estes dados serão utilizados para calcular as reduções de emissão.
D.2.1.3-2.	Baixo	Este dado não necessita ser monitorado
D.2.1.3-3.	Baixo	Este dado não necessita ser monitorado
D.2.1.3-4.	Baixo	Este dado não necessita ser monitorado
D.2.1.3-5.	Baixo	Este dado não necessita ser monitorado

D.4 Descreva a estrutura operacional e de gerenciamento que o operador do projeto irá implementar para monitorar as reduções de emissão e qualquer efeito de vazamentos, gerados pela atividade do projeto:

Não aplicável

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

Companhia:	Ecoinvest
Endereço:	Rua padre João Manoel, 222
Cep + endereço de cidade:	01411-000 São Paulo, SP
País:	Brasil
Contate a pessoa:	Ricardo Esparta
Título de cargo:	Diretor
Número de telefone:	+55 (11) 3063-9068
Número de fax:	+55 (11) 3063-9069
E-mail:	esparta@ecoinv.com

**SEÇÃO E. Estimativa das emissões de GEE por fonte****E.1. Estimativa das emissões de GEE por fonte:**

Baseado na tecnologia de geração hídrica, as emissões do projeto (EP_y) são zero. Então, nenhum cálculo de estimativa de emissões de GEE é necessário.

E.2. Estimativa de vazamento:

Emissões indiretas podem ser resultado da construção do projeto, transporte de materiais e combustível e outras atividades. Contudo nenhum vazamento líquido significativo destas atividades foi identificado.

As emissões do projeto na forma de metano podem também resultar da construção e operação do reservatório de água se biomassa for permanentemente submersa neste processo. Os projetos sob a atividade do projeto são hidrelétricas a fio-d'água, portanto somente existem pequenos reservatórios e não há emissões de metano significativas de degradação de biomassa.

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

Dado que não há nenhuma entrada para E.1 e E.2, a soma em E.3 é zero.

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

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002, , versão 5 - 3 de março de 2006), o fator de emissão de linha base está definido como (EF_y) e é calculado como uma margem combinada (CM), consistindo da combinação da margem de operação (OM) e fatores da margem (BM) de construção. Com a finalidade de determinar a margem de construção e o fator de emissão de margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido pela extensão espacial das usinas que podem ser despachadas sem ameaças significantes de transmissão. Semelhantemente um sistema elétrico conectado é definido como um sistema elétrico que está conectado através de linhas de transmissão para o sistema de elétrico de projeto e em qual usinas podem ser despachadas sem ameaças significantes de transmissão.

O sistema de energia elétrica no Brasil é dividido geograficamente em 5 macro-regiões: Sul (S), Sudeste (SE), Centro-Oeste (CO), Norte (N) e Nordeste (NE). Em relação ao sistema de elétrico, dois sistemas elétricos fornecem energia as cinco macro-regiões do país. O maior sistema de transmissão de energia interligada, que inclui o Sudeste, Sul, e regiões do Centro-Oeste, conta com mais que 70% do total da capacidade instalada Brasileira. Inclui a usina hidrelétrica de Itaipu, e as únicas duas usinas nucleares atualmente em operação no Brasil: Angra I (657 MW), e Angra II (1309 MW). O segundo sistema interligado de rede conecta as regiões norte e nordeste, correspondendo por quase 25% do total da capacidade instalada Brasileira. Um sistema menor inclui redes pequenas e independentes que estão isoladas em termos de energia elétrica, em grande parte na região norte. Estes sistemas isolados correspondem por menos de 5% e são principalmente baseados em usinas termelétricas (SIESE, 2002).

O projeto da BEMG está integrado com o sistema elétrico Sul – Sudeste - Centro-Oeste (S-SE-CO).

Da ACM0002, versão 5 (3 de março de 2006), o fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como a margem combinada (CM), consistindo na combinação dos fatores das margens de operação (OM) e de construção (BM) de acordo com os três passos seguintes:

- **PASSO 1** – Cálculo do fator(s) de emissão da margem de operação, baseado em um dos seguintes métodos
 - Margem de operação simples
 - Margem de operação ajustada simples



- Expedir análise de dados da margem de operação
- Média da margem de operação.

Expedir análise de data da margem de operação deve ser a primeira escolha metodológica. Devido que dados fornecidos pelo centro de despacho nacional Brasileiro não foram suficientes, a escolha não está atualmente disponível. A margem de operação simples só pode ser usada onde fontes de baixo-custo/inflexíveis⁹ constituem menos que 50% da geração total da rede em: 1) média dos 5 anos mais recentes, ou 2) baseado em produção normal para hidreletricidade a longo prazo. A tabela 5 mostra a cota de hidreletricidade na produção total de eletricidade para o sistema interligado Brasileiro S-SE-CO. Porém, os resultados mostram a não aplicabilidade da margem de operação simples ao Projeto BEMG.

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

Ano	Influência da hidreletricidade (%)
1999	94.0
2000	90.1
2001	86.2
2002	90.0
2003	92.9

A quarta alternativa, uma média da margem de operação, é uma simplificação e, devido à alta participação de um baixo custo de operação/must-run da fonte (hídrica), não reflete o impacto da atividade do projeto na margem de operação. Então, a margem de operação ajustada simples será utilizada aqui.

O fator de emissão da margem de operação ajustada simples ($EF_{OM,adjusted,y}$ in tCO₂/MWh) é a variação da margem de operação simples, onde as fontes de energia (incluindo importações) são separadas em fontes de energia de custo baixo/must-run (k) e 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 cota de horas no ano y (em%) para o qual fontes baixo custo de operação/ 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 anos(s) y,
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO₂eq de combustível i (tCO₂eq/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) a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e

⁹ Baixos custos de operação/ inflexíveis must run tipicamente incluindo hydro, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custom, nuclear e geração solar (ACM0002, versão 5 - 3 de março de 2006).



- $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede via fonte j (análogo para fontes k).

Os números mais recentes para o sistema interligado S-SE-CO foram obtidos na ONS na forma de relatórios diários consolidados (ONS-ADO, 2004). Dados de 120 usinas, abrangendo uma capacidade instalada de 63,6 GW e geração de eletricidade de 828 TWh durante o período de três anos foram considerados. Com os números da ONS, a Equação 4 é calculada, como é descrito abaixo:

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

Onde:

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

Fontes de baixo-custo/must-run no sistema interligado S-SE-CO são usinas hidrelétricas e term nucleares, consideradas livres de gases de efeito estufa, i.e., $COEF_{i,j}$ para estas usinas é zero. Consequentemente, os resultados para um fator de emissão para fontes de baixo-custo/must-run, $EF_{OM,y} = 0$.

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

Onde:

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

Fontes não baixo-custo/must-run no sistema interligado Brasileiro S-SE-CO são termelétricas a carvão, óleo combustível, gás natural e óleo diesel. Estas usinas resultam no não balanceamento de emissões de gases de efeito estufa, calculado a seguir:

O produto $\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ para cada usina foi obtido da formula a seguir:

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

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

Consequentemente,

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



Onde as variáveis e parâmetros usados são:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é dado 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 usinas k , com combustível i , no ano y , obtido do banco de dados da ONS, em MWh.
- $EF_{CO_2,i}$ é o fator de emissão para o combustível i , obtido do guia revisado do IPCC para inventário nacional de gases de efeito estufa (Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories), em tC/TJ.
- $OXID_i$ é o fator de oxidação para o combustível i , obtido do guia revisado do IPCC para inventário nacional de gases de efeito estufa, em %.
- 44/12 é o fator de conversão do 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 de uma usina k , operando com o combustível i , no ano y , obtida de Bosi et al. (2002).
- NCV_i é o valor calorífico líquido do combustível i [TJ/kg].

$\sum_{k,y} GEN_{k,y}$ é obtido do banco de dados da ONS, como uma soma das fontes de geração de eletricidade não baixo-custo/must-run, em MWh.

Os fatores λ_y são calculados como indicado na metodologia ACM0002, versão 5 (3 de março de 2006), com dados obtidos do banco de dados da ONS. Figuras 10,11 e 12 apresentam a curva de duração das cargas e λ_y cálculos para os anos 2002, 2003 e 2004, respectivamente.

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

Tabela 6 – Quantidade de horas em anos y (in %) para cada qual baixo-custo/must-run fontes são as margens no sistema S-SE-CO para o período de 2002-2004 (ONS-ADO, 2005).

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

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 9, nas Figuras 12, 13 e 14.

Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular $EF_{OM, simple-adjusted,2002-2004}$ 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:

• $EF_{OM, simples-ajustada,2002-2004} = 0,4310 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$.



- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO_2e/MWh) de uma amostra de usinas 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 da margem de operação simples (ACM0002, versão 5 - 3 de março de 2006) para as plantas m , com base nas informações mais atuais disponíveis sobre as plantas já construídas. O grupo de amostra m consiste em uma das seguintes

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

Os participantes do projeto devem usar a opção dentre essas duas na qual o grupo de amostra abrange a maior geração anual.

Aplicando os dados do centro nacional de despachos brasileiro à Equação 2:

- $EF_{BM,2003} = 0,0962 \text{ tCO}_2e/MWh.$

- **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 esses números:

$$EF_y = 0,5 \times 0,4310 + 0,5 \times 0,0962$$

- $EF_y = 0,2636 \text{ tCO}_2e/MWh.$

As emissões da linha de base são calculadas pela utilização a geração anual (despacho anual de eletricidade do projeto para a rede) vezes a taxa média de emissão de CO_2 da linha de base estimada, conforme segue:

Geração de energia monitorada do projeto	(MWh)	(A)
Fator de emissão da linha de base	(tCO_2/MWh)	(B)
(A) x (B)	(tCO_2)	

Baseado no cálculo mencionado acima, o exemplo abaixo é apresentado.

Exemplo:

Geração típica anual das duas unidades:	190.687 MWh
Fator de emissão da linha de base:	0,2636 tCO_2/MWh
Redução líquida anual:	50.265 tCO_2

**E.5. Diferença entre E.4 e E.3 representando as reduções de emissões da atividade de projeto:**

As reduções de emissão pela atividade do projeto (ER_y) durante um dado ano y são o produto do fator de emissão da linha de base (EF_y , em tCO_2e/MWh) vezes o fornecimento de eletricidade pelo projeto para rede, como segue:

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

E.6. Tabela fornecendo valores obtidos quando aplicados à fórmula acima

Abaixo, na Tabela 9, segue o perfil das reduções de emissão dos projetos referente à atividade de projeto.

Tabela 9: BEMG - Estimativa: PCH Ormeo J. Botelho e Ivan Botelho III.

Anos	Estimativa de redução de emissões da atividade de projeto (tons de CO_2e)	Estimativa de redução da linha de base (tons de CO_2e)	Estimativa de vazamentos (tons de CO_2e)	Estimativa de redução de emissões (tons de CO_2e)
2004	0	15.771	0	15.771
2005	0	50.265	0	50.265
2006	0	50.265	0	50.265
2007	0	50.265	0	50.265
2008	0	50.265	0	50.265
2009	0	50.265	0	50.265
2010	0	50.265	0	50.265
Total (tons de CO_2e)	0	317.361	0	317.361

Abaixo, seguem informações sobre os créditos relacionados com os dois projetos individualmente:

	t CO_2 Evitado		Total	Acumulado	
	Cachoeira Encoberta	Triunfo			
Total 2004	15.771	0	15.771	15.771	1 ^o ano
Total 2005	23.570	26.696	50.265	66.036	2 ^o
Total 2006	23.570	26.696	50.265	116.301	3 ^o
Total 2007	23.570	26.696	50.265	166.566	4 ^o
Total 2008	23.570	26.696	50.265	216.831	5 ^o
Total 2009	23.570	26.696	50.265	267.096	6 ^o
Total 2010	23.570	26.696	50.265	317.361	7 ^o

**SEÇÃO F. Impactos Ambientais****F.1. Documentação da análise dos impactos ambientais da atividade do projeto, incluindo impactos transfronteiriços**

A preocupação global crescente em relação ao uso sustentável de recursos está guiando para a exigência de práticas de gerenciamento ambiental mais sensíveis. Crescentemente isto está sendo refletido nas políticas de países e na legislação. No Brasil a situação não é diferente. Regras ambientais e políticas de licenças são exigidas em linha com as melhores práticas internacionais.

No Brasil, o patrocinador de qualquer projeto que envolve construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou qualquer outro capaz de causar degradação ambiental é obrigado assegurar uma série de licenças da agência ambiental (federal e/ou local, dependendo do projeto).

O impacto ambiental do Projeto é considerado pequeno pela definição do país anfitrião de pequenas centrais hidrelétricas. Por definição legal da ANEEL, Resolução no. 652, 9 de dezembro de 2003, pequena hidrelétrica no Brasil é uma usina com capacidade instalada maior que 1 MW e de até 30 MW, com uma área de reservatório menor ou igual a 3 km². Geralmente, consiste em uma usina de fio-d'água, que resulta em um mínimo impacto ambiental.

Embora projetos de PCH tenham reduzido os impactos ambientais dado às represas menores e tamanho de reservatório, patrocinadores de projeto têm que obter todas as licenças requeridas pelo regulamento ambiental brasileiro (Resolução CONAMA - "Conselho Nacional fazem Meio Ambiente" (Conselho Ambiental Nacional) n. 237/97):

- Licença Prévia ou LP
- Licença de Instalação ou LI
- Licença de Operação ou LO

O processo de licenciamento ambiental tem uma natureza administrativa e foi implementado pela Política Ambiental Nacional, estabelecida pela Lei n. 6938 datado do dia 31 de outubro de 1981. Adicionalmente, outras normas e leis foram emitidas pelo CONAMA e agências locais estatais.

Para obter licenças ambientais todos os projetos de pequenas hidrelétricas devem evitar 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 ambientais, legalmente formada como parques nacionais e unidades de conservação;
- Inundação de áreas urbanas ou comunidades do país;
- Reservatórios onde haverá expansão urbana no futuro;
- Eliminação de patrimônio natural;
- Perdas expressivas para outros usos da água;
- Inundação de áreas históricas protegidas; e
- Inundação de cemitérios e outros lugares sagrados.

O processo começa com uma análise prévia (estudos preliminares) pelo departamento ambiental local. Depois disso, se o projeto é considerado ambientalmente viável, os patrocinadores têm que preparar a avaliação ambiental que é basicamente composta pela informação seguinte:

- Razões para implementação de projeto;
- Descrição do projeto, inclusive informação relativo ao reservatório;
- Diagnóstico ambiental preliminar, mencionando principais aspectos biótico e antropogênicos;



- Estimativa preliminar de impactos do projeto; e
- Possíveis medidas mitigadoras e programas ambientais.

O resultado dessas avaliações é a Licença Preliminar (LP) na qual reflete o entendimento afirmativo da agência local ambiental sobre os conceitos de projeto ambientais.

Para obter a Licença de Construção (LI) é necessário apresentar (uma) informação adicional sobre avaliação prévia; (b) uma avaliação simplificada nova; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, de acordo com a decisão de agência ambiental informada na LP.

A Licença de Operação (LO) é um resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção para verificar se todas as exigências feitas pela a agência local ambiental foi completada.

Duas outras diretrizes foram usadas para avaliar o projeto com respeito à sustentabilidade ambiental, as exigências do governo brasileiro para obter a carta de aprovação e a lista de recomendações da Comissão Mundial em Represas. Os resultados das avaliações seguem.

A contribuição de Projeto de BEMG para o Desenvolvimento Sustentável (carta de MDL ou exigência de aprovação)

a) Contribuição para a sustentabilidade ambiental local

Em abril de 2002 lei no. 10.438 criou o Proinfa (Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia). Proinfa é um programa federal brasileiro que dá incentivo a fontes alternativas de eletricidade (energia eólica, cogeração de biomassa, e hidrelétricas de pequena escala). Entre outros fatores, a meta desta iniciativa é aumentar a cota de fontes de energia renovável na matriz de eletricidade brasileira para contribuir com uma melhor sustentabilidade ambiental dando melhores vantagens econômicas para estas fontes de energia renováveis. O governo Brasileiro comprometeu um grande fundo monetário para desenvolver este plano.

Embora o Projeto BEMG seja elegível ao Proinfa, não solicitou financiamento para o Proinfa e então, não tem acesso às vantagens do programa. Porém, este projeto tem um papel importante na sustentabilidade ambiental local, especificamente na qualidade superior do ar comparada a um aumento em gás natural que faz parte da capacidade instalada da matriz de eletricidade do país.

O Projeto BEMG faz parte do sub-setor interligado da rede de eletricidade Sul – Sudeste – Centro-Oeste, no qual transporta eletricidade da capacidade instalada. Isto é explicado mais adiante na seção do cenário da linha base no Documento de Concepção do Projeto que mostra que a matriz elétrica brasileira é constituída principalmente de eletricidade derivada de grandes usinas hidrelétricas e em parte por eletricidade térmica derivada de biomassa, carvão, e principalmente gás natural que tem aumentado em uso desde a construção do GASBOL (o gasoduto Brasil-Bolívia).

Embora o gás natural seja o combustível fóssil mais limpo, a combustão para geração de eletricidade em usinas termelétricas emite gases de estufa como: gás carbônico "CO₂", metano "CH₄", e óxido nitroso "N₂O" que é de acordo com a Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento (OECD, 2004), os três gases de efeito estufa "GEEs" que respondem pela maioria dos efeitos climáticos globais induzidos pelo homem.

Uma PCH local poderia fornecer um fluxo de energia mais constante que desencorajaria geradores térmicos. Esta fonte indígena e mais limpa de eletricidade também teria outra contribuição a sustentabilidade ambiental. Reduz perdas técnicas que ocorrem nas redes que fornecem eletricidade a estas comunidades distantes.

Como uma empresa ambientalmente responsável, possui ISO14.000 e um SGA (Sistema de Gerenciamento Ambiental).

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



O Projeto BEMG é associado a grandes despesas e demandas de emprego significantes. Embora nem todo o emprego seja preenchido pela população local, uma parte da demanda por trabalhadores é absorvida por força de trabalho regional.

O perfil geral do trabalhador para o tipo do projeto de construção é em média uma pessoa com poucos anos de educação formal. Este perfil de trabalhador encontraria dificuldade para achar um trabalho formal em uma economia informal, que é uma característica comum do mercado de trabalho desta região.

O Projeto BEMG fornece a seus empregados, e em alguns casos a comunidade inteira, muitas instalações que contribuem à qualidade de vida de seus trabalhadores como moradia, previdência social, assistência de saúde, e seguro de vida.

Uma das contribuições mais importantes da construção destas três PCHs a fio-d'água é que estas podem criar o potencial para a promoção de desenvolvimento regional no qual gerará um maior número de empregos e melhores padrões de vida.

Um dos fatores que facilitam a criação de empregos é um fornecimento mais confiável de energia. Isto é essencial para tomar uma decisão entre levar a diante ou não um investimento que cria empregos na região.

Outro ponto importante para se destacar é a contribuição do Projeto BEMG ao desenvolvimento de empregos de boa qualidade e o fato de que o projeto possui profissionais responsáveis para educar os trabalhadores e a população sobre preservação ambiental e prevenção de doenças.

c) Contribuição para uma distribuição de renda justa

Pode ser dito que distribuição de renda justa é alcançada através da criação de empregos e um aumento nos salários das pessoas, porém uma melhor distribuição de renda na região onde o Projeto BEMG está situado é obtida através de menos despesas e mais renda nos municípios locais. O capital excedente que esses municípios terão poderia ser empregado 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 que fica na região poderá ser utilizado para fornecer serviços melhores à população, melhorando a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica. Uma renda maior vem de um investimento local na economia local, e o maior pagamento de tributos, que irão beneficiar a população local.

d) Contribuição para o desenvolvimento tecnológico e capacidade de construção

No passado o Brasil protegia seus mercados contra competição externa e como consequência a tecnologia local não se desenvolveu no mesmo passo se comparado a outros países. O Brasil que tem uma das maiores capacidade hídricas do mundo investiu pesadamente em projetos de grandes hidrelétricas nas quais fazem com que o país seja uma autoridade neste campo.

Conforme Tolmasquim (2003) diz, “a indústria nacional é qualificada para prover parte do equipamento elétrico e mecanismos para hidrelétricas de pequena escala.”

O projeto não cria uma tecnologia nova, porém, eleva a capacidade local necessária para administrar o projeto corretamente.

Outra contribuição importante para a criação de capacidade local são programas educacionais que são levados a cabo por (PCH Indaiavá, 2003) profissionais técnicos que ensinam os educadores locais a importância do meio-ambiente para a sociedade.

Os educadores são a ponte deste conhecimento com as crianças locais que são esperadas que tenham uma consciência ambiental melhor se comparado ao conhecimento atual sobre o meio-ambiente.

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



Elliot (2000) em seu artigo “Energia Renovável e Futuros Sustentáveis” propõem a mudança de um paradigma convencional para um novo paradigma de energia, o que é fortemente relacionado à proposta do Projeto BEMG, “para um mundo que está se movendo para um enfoque sustentável de geração de energia” que tem uma enorme influência, entre outras coisas, um meio-ambiente melhor.

Este novo paradigma de energia é o que usa combustíveis renováveis versus estoque finito, tecnologia de menor escala versus impactos ambientais pequenos e locais versus grande e global, e um mercado liberalizado versus monopolista.

Apesar disto, Elliot diz que uma geração descentralizada de energia é uma contribuição melhor ao desenvolvimento sustentável do que uma geração centralizada.

Atualmente esta é a tendência Brasileira, porque entre outras vantagens, o sistema de eletricidade tem menos perdas, e economias locais recebem uma maior renda. Também, uma integração regional é desenvolvida já que sistemas descentralizados conectados à rede diminuem a vulnerabilidade do sistema elétrico do país e também a dependência em fontes de eletricidade específicas e limitadas.

Portanto, descentralização da atividade de geração de eletricidade promove integração e um maior grau de segurança para outros setores da economia investirem em uma área que agora possui uma garantia maior de provisão de energia elétrica. Este é o caso do Projeto BEMG. A economia local não só se beneficia indiretamente durante a construção, mas também atrai novos negócios após o período de construção devido a uma provisão mais fixa e segura de eletricidade.

Conclusão

Concluindo-se, embora o Projeto BEMG não tenha uma larga influência na sustentabilidade do país, o projeto faz parte de uma idéia maior (no qual o governo federal apóia através do Proinfa) e contribui como o relatório de Brundland (WCED, 1987) define para: o desenvolvimento sustentável no qual é a satisfação das necessidades presentes sem comprometer a habilidade das gerações futuras a satisfazerem suas próprias necessidades. Em outras palavras, usando PCHs de fio-d’água, que são fontes renováveis de energia, para gerar eletricidade para uso local e para entregar à rede, o Projeto BEMG desloca parte da energia elétrica derivada de gás natural, um combustível fóssil finito, e dá menos incentivos para a construção de grandes usinas hidrelétricas que, embora seja considerado renovável, pode ocasionar maiores impactos ambientais e sociais.

Por fim, o projeto gera menos impactos no meio-ambiente e isso pode impulsionar a economia regional, portanto resultando em uma melhoria na qualidade de vida e em padrões sociais para os habitantes locais, em outras palavras, o projeto contribui ao desenvolvimento sustentável local.

Lista de checagem da Comissão Mundial de Represas

a) Ganhando aceitação pública

Os projetos estão em fases diferentes de desenvolvimento. Embora trabalhos comunitários estejam sendo desenvolvidos, o patrocinador do projeto está trabalhando para ganhar aceitação pública desenvolvendo projetos de educação ambiental, como também outras atividades locais, como reflorestamento de áreas degradadas, avaliação regular da qualidade da água, apoio a parques ambientais, contrato de força de trabalho local, controle de erosão, apoio à agricultura para a comunidade local, entre outras iniciativas. Portanto, modificações significantes nas condições ambientais presentes não são esperadas.

b) Avaliação abrangente das opções

Foram conduzidas várias avaliações para aperfeiçoar o uso do fornecimento de água para aumentar a capacidade geradora, e reduzir o impacto ambiental.



c) **Endereçando represas existentes**

Há represas existentes na região onde os projetos ficam situados (por exemplo, PCHs Ponte, Triunfo e Palestina estão no mesmo rio).

Em relação às exigências de construção para as novas unidades geradoras, a otimização da utilização do rio é suficiente para aumentar a geração de energia.

Os reservatórios são considerados de baixo impacto.

d) **Sustentando rios e seus habitats**

Embora algum impacto ambiental seja esperado dos projetos, o patrocinador do projeto está comprometido a mitigar isto com íntima cooperação com a comunidade local. Mitigação e/ou medidas compensatórias serão consideradas para a redução de qualquer impacto negativo a comunidades vizinhas ou para a população em geral.

Não é esperado que cause nenhum impacto relevante aos ecossistemas aquáticos devido às medidas de mitigação como também o trabalho de otimização.

e) **Reconhecendo direitos e compartilhando benefícios**

Não há nenhum deslocamento de população nem efeito negativo a seus interesses e direitos relacionados ao projeto.

Para compartilhar os benefícios, estão sendo estruturados fundos para apoiar parques ambientais locais. Também, estão sendo renovadas áreas degradadas, e trabalhos de reflorestamento estão sendo encaminhados para as usinas.

f) **Assegurando adesão**

Os projetos obedecem à legislação ambiental nacional e local, como por exemplo a Resolução CONAMA nº 237/97, Resolução 009/87, Resolução 006/86, Resolução 001/86, Lei 6938/81, e a legislação correspondente. Esta legislação regula as licenças ambientais e os procedimentos de audiência pública. Atualmente, os regulamentos ambientais nacionais incluem o mandato para promover desenvolvimento sustentável.

Os projetos obedecem à legislação de energia elétrica, como por exemplo a Resolução da Agência (ANEEL) de Energia Elétrica Nacional no 112/99 e regulamentos relacionados. Os regulamentos do setor de energia elétrica incluem o mandato para cumprir com todos os regulamentos ambientais nacionais, no qual para este caso significam proteção ambiental, mitigação e medidas compensatórias e preocupação social e econômica.

g) **Compartilhando rios para paz, desenvolvimento e segurança**

Instalações protetoras nas margens dos rios foram antecipadas, e não afetarão águas a jusante.

Uma avaliação de impacto ambiental foi levada a cabo para o projeto, na qual explica em detalhe a informação relevante sobre impactos ambientais e sociais e medidas de mitigação.

F.2. Se os impactos ambientais são considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela parte anfitriã, apresente as conclusões e todas as referências de apoio à documentação de avaliação de impacto ambiental que tenha sido realizada de acordo com os procedimentos solicitados pela parte anfitriã:

A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando à necessidade de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo em legislação e políticas governamentais. No Brasil, a situação não é diferente; as políticas de processos de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.



Os impactos ambientais dos Projetos são considerados pequenos pela definição do país anfitrião de pequenas centrais hidrelétricas. Por definição legal do Poder brasileiro Agência Regulador (ANEEL), Resolução no. 652, 9 de dezembro de 2003, PCH no Brasil devem ter capacidade instalada maior que 1 MW mas não mais de 30 MW e, com área de reservatório menos de 3 km². Geralmente, consiste em uma PCH de fio-d'água planta no que resulta em um impacto ambiental mínimo. Ormeo Junqueira Botelho com 22,7 MW (reservatório de 0,294 km²) e Ivan Botelho III com 24,4 MW (reservatório de 1,39 km²).

Os Projetos possuem todas as licenças ambientais e construção de necessárias. Todas as três licenças ambientais (LP, LI e LO) foram emitidas pelo Estado de Minas Gerais, Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Minas Gerais (FEAM).

A Licença de Operação (LO) para PCH Ormeo Junqueira Botelho esta em anexo como um exemplo na Exibição A. Todas as outras licenças para todos os projetos estão disponíveis para consulta sob pedido, como também os estudos ambientais para os projetos.

No processo, relatórios que contêm investigação dos aspectos seguintes foram preparados:

- Impactos no clima e qualidade de ar
- Impactos geológicos e no solo
- Impactos hidrológicos (superfície e subterrâneo)
- Impacto na flora e fauna
- Sócio-econômico (infra-estrutura necessária, legal e institucional, etc.)

Os projetos também foram revisados sob o guia de boas práticas da Comissão Mundial de Represas (*World Commission on Dams Guidelines for Good Practice, 2000*) para determinar sua potencial entrada e aceitação e entre as melhores exigências que nós conhecemos foi atendido, pois as três licenças exigidas foram asseguradas, todas as medidas mitigadas e programas implementados.

Planos de Controle Ambiental e Projeto Ambiental Básico foram aprovados pelo Estado de Minas Gerais, Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Minas Gerais (FEAM). Para cada projeto, foi aprovado uma lista específica de planejamento ambiental que envolve programas diferentes, como:

- Monitoramento da vegetação;
- Controle de erosão e de entupimento;
- Avaliação de qualidade de água superficial e subterrânea;
- Resgate de flora;
- Monitoramento da qualidade hidrológica;
- Controle de flora aquática;
- Fauna e flora monitoramento e avaliação;
- Monitoramento da comunidades de peixes;
- Resgate das comunidades de peixe;
- Reflorestamento;
- Educação ambiental;
- Prevenção de acidente e higiene ocupacional;
- Educação ambiental com comunidades locais;

**SECTION G. Comentários dos atores envolvidos****G.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores envolvidos:**

De acordo com a legislação federal e local, os pedidos de processo de licenciamento ambientais requerem consultas públicas com a comunidade local. Também, a mesma legislação requer o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no diário oficial estatal /local (Diário Oficial do Estado) e nos jornais regionais.

O anúncio no jornal da Licença de Operação (LO) para PCH Ormeo Junqueira Botelho está em anexo na Exibição B como um exemplo. Todos os outros anúncios para todos os projetos estão disponíveis para consulta sob consulta.

Além dos comentários dos atores envolvidos requisitados para as licenças ambientais, a Autoridade Nacional Designada (AND) Brasileira, Comissão Interministerial de Mudanças Globais de Clima, exige comentários dos atores locais baseado em uma versão transliterada do DCP, e o relatório de validação editada por uma DOE de acordo com a Resolução no.1 editada em 11 de Setembro de 2003, para fornecer a carta de aprovação.

O proponente do projeto enviou estas cartas para os atores envolvidos no projeto para convidá-los a fazerem comentários enquanto o DCP do projeto esteve aberto para comentários na fase de validação na *United Nations Framework Convention on Climate Change* - UNFCCC (www.unfccc.int), já que no momento ninguém pode ter acesso ao documento através de uma fonte legítima.

G.2. Resumo dos comentários recebidos

Todos os comentários recebidos no contexto do processo de licenciamento ambiental e permissões de operação foram incorporado em projetos vigentes.

A AND (Autoridade Nacional Designada) brasileira solicita que os projetos sejam abertos para comentários antes da validação. Assim, além dos comentários das partes globais envolvidas da UNFCCC, este projeto esteve ao mesmo tempo aberto para comentários das partes locais. Quaisquer comentários serão divulgados após a validação.

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

Todos os comentários recebidos no contexto do processo de licenciamento ambiental e permissões de operação foram incorporado em projetos vigentes.

A pesquisa preparada pelo Projeto BEMG analisando sobre os impactos das unidades na região está disponível sob consulta. A AND brasileira exige que os projetos sejam abertos para comentários antes da validação. Por isso, além dos comentários dos atores envolvidos globais na UNFCCC, este projeto esteve aberto a comentários de pessoas locais no mesmo momento. Qualquer comentário será divulgado após a validação

Anexo 1**DADOS DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO****Patrocinador de projeto (vendedor de RCE):** Brascan Energética Minas Gerais S.A.

Organização:	Brascan Energética S.A.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre Anchieta, 2285 – 8º andar
Edifício:	---
Cidade:	Curitiba
Estado/Região:	PR
Caixa Postal/CEP:	80730-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (41) 331-5455
Fax:	+55 (41) 331-5459
E-mail:	dy@brascanenergy.com.br
URL:	---
Representado por:	Décio Yoshimoto
Título:	Diretor Financeiro
Tratamento:	Sr.
Último Nome:	Yoshimoto
Nome do Meio:	---
Primeiro Nome:	Décio
Departamento:	---
Celular:	---
Fax direto:	---
Tel direto:	---
E-mail pessoal:	---



Anexo 2

INFORMAÇÕES RELATIVAS À FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não aplicável.



Anexo 3

INFORMAÇÃO SOBRE A LINHA DE BASE

O sistema elétrico brasileiro tem sido historicamente dividido em dois sub-sistemas: o Norte - Nordeste (N-NE) e o Sul - Sudeste - Centro-Oeste (S-SE-CO). Isto se deve, principalmente, pela evolução histórica do próprio sistema físico, o que naturalmente desenvolveu ao seu redor os maiores centros de consumo do país.

A evolução natural de ambos os sistemas está mostrando que cada vez mais esta integração está próxima. Em 1998, o governo brasileiro anunciou a primeira fase da linha de interconexão entre N-NE e S-SE-CO. Com investimentos em torno de US\$ 700 milhões, esta conexão tem como objetivo principal, do ponto de vista do governo, pelo menos, ajudar a solucionar a instabilidade de energia do país: se necessário, a região S-SE-CO poderia fornecer energia para a região N-NE e vice-versa.

De qualquer forma, mesmo depois da interconexão ter sido estabelecida, informes técnicos ainda dividem o sistema brasileiro em dois (Bosi, 2000) (Bosi, 2000):

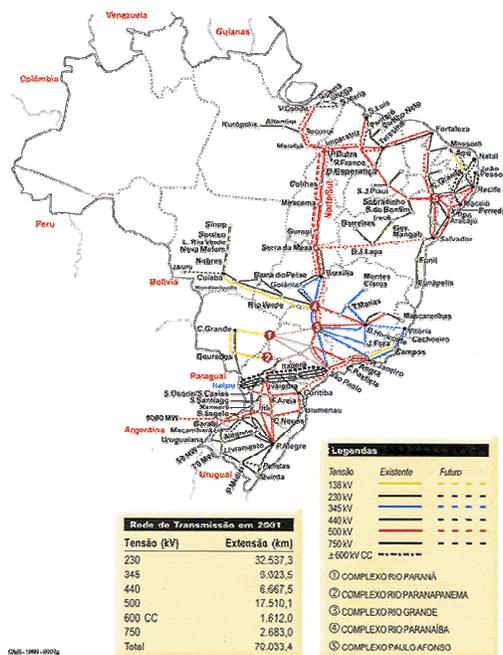
“...onde o sistema elétrico brasileiro é dividido em três subsistemas separados:

- (i) O sistema sul/sudeste/centro-oeste interligado;
- (ii) O sistema norte/nordeste; e
- (iii) Os sistemas isolados (que representam 300 localidades que são isoladas eletricamente do sistemas interligado)”

Além disso, Bosi (2000) apresenta uma forte argumentação em favor de se ter a assim chamada “linha de base multi-projetos”:

“Para países grandes com circunstâncias diferentes dentro de seus limites e redes de energia diferentes localizados em regiões diferentes, a “linha de base para diferentes tipos de fontes de energia” no setor elétrico pode necessitar ser desagregadas abaixo do nível de cada país para fornecer a representação confiável do ‘que poderia ter acontecido até então’”.

Sistema de Transmissão 2001-2003



Sistema interconectado brasileiro (Fonte: ONS)

Finalmente, deve-se levar em conta que mesmo que os sistemas de hoje são interligados, a energia gerada entre N-NE e S-SE-CO é limitada pela capacidade das linhas de transmissão. Então apenas uma fração do total de energia gerada em ambos os sub-sistemas é enviada de um jeito ou de outro. É natural que esta fração pode mudar sua direção e grandeza (devido a capacidade da linha de transmissão) dependendo do modelo hidrológico, clima e outros fatores que não são controlados. Mas isto não deveria representar uma quantia significativa de cada demanda de eletricidade dos sub-sistemas. Deve ser considerado também que somente em 2004 a interligação entre SE e NE foi concluída, isto é, se os proponentes do projeto são coerentes com a base de dados de geração que eles têm disponível até o momento da submissão para validação do DCP, uma situação onde a eletricidade surge entre os sub-sistemas é ainda mais restrito para ser considerado.

Atualmente, o sistema elétrico brasileiro engloba em torno de 91.3 GW de capacidade instalada, em um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Disso, aproximadamente 70% são usinas hidrelétricas, 10% são usinas de gás queimado, 5,3% são diesel e combustível de óleos vegetais, 3,1% são de fontes de biomassa (bagaço de cana-deaçúcar, licor negro, madeira, casca de arroz e biogás), 2% são usinas nucleares, 1,4% carvão vegetal, e há 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>). Esta última capacidade é de fato englobada por principalmente 6,3 GW da parte paraguaia do Binacional Itaipu, uma usina hidrelétrica por ambos os países, Brasil e Paraguai, mas que quase toda a energia é enviada a rede brasileira.

A metodologia aprovada ACM0002, versão 5 (3 de março de 2006), necessita de proponentes de projeto para levar em consideração “todas as fontes geradoras que servem o sistema”. Deste modo, quando esta metodologia é aplicada, os proponentes do projeto no Brasil deveriam procurar e pesquisar, todas as usinas que servem o sistema brasileiro.

De fato, as informações de tais fontes geradoras não são publicamente disponíveis no Brasil. O centro de despacho nacional ONS – Operador Nacional do Sistema – argumenta que a informação de despacho é uma estratégia para os agentes de energia, por isso esta informação não possa ser disponibilizada. Por outro lado, a ANEEL, agência de eletricidade, fornece informações de capacidade de energia e assuntos legais sobre o setor elétrico, mas nenhuma informação de despacho possa ser fornecida através dessa entidade.



Em consideração a isto, os proponetes do projeto procuraram por uma solução plausível para ser capaz de calcular o fator de emissão no Brasil de modo mais preciso. Desde que informações reais de despacho são necessárias acima de tudo, a ONS foi contactada para deixar que os participantes tenham conhecimento do grau de informação detalhada que pode ser fornecida. Depois de vários meses de conversa, informações sobre despacho diárias de usinas foi fornecida referente aos anos 2002,2003 e 2004.

Os proponentes do projeto discutiram a possibilidade de utilizar tal informação, concluindo que foi a mais adequada informação a ser considerada quando determinado o fator de emissão para a rede brasileira. De acordo com a ANEEL, de fato, a ONS centralizou o despacho de usinas estimado em 75.547MW de capacidade instalada em 31/12/2004, dentre 98.848,5MW do total instalado no Brasil na mesma data (http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf), o que inclui capacidade exportada fornecida pelos países vizinhos e usinas de emergência, que são despachadas somente durante a época de limitação no sistema elétrico. Então, mesmo que o cálculo do fator de emissão foi feito sem levar em consideração a todas as fontes que servem o sistema, aproximadamente 76,4% de capacidade instalada que serve o sistema brasileiro é considerado, onde esta é uma quantia justa se levado em consideração a dificuldade de conseguir informações sobre despacho no Brasil. Além disso, 23,6% são usinas que não têm seu despacho coordenado pelo ONS, desde que: uma delas operem baseado no acordo de compra de energia que não estão sob controle da autoridade de despacho; ou elas estão localizadas em sistemas não –interligados que o ONS não tem acesso. Deste modo, esta porção provavelmente não será afetada pelo projeto de MDL e esta é outra razão para não levar em consideração quando determinado o fator de emissão.

Numa tentativa de se incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores do projeto consideraram a opção de se pesquisar por dados disponíveis, mas não-oficiais, para suprir as falhas na série. A solução encontrada foi a base da Agência Internacional de Energia (IEA) estruturada quando da época do estudo de Bosi *et al.* (2002). Juntando-se os dados do ONS com os da IEA em uma planilha, os proponentes dos projeto foram capazes de considerar todas as fontes de geração conectadas às redes relevantes, para determinar o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi considerado mais conservador quando utilizados apenas os dados do ONS (Tabela 10).

Tabela 10 – Ex ante e ex-post dos fatores de emissão das margens de operação e de construção (ONS-ADO, 2004; Bosi *et al.*, 2002)

Ano	$EF_{OM\ non-low-cost/must-run}$ [tCO ₂ /MWh]		EF_{BM} [tCO ₂ /MWh]	
	Ex-ante	Ex-post	Ex-ante	Ex-post
2001-2003	0,719	0,950	0,569	0,096

Assim, considerando-se toda a racionalidade explicada, os desenvolvedores do projeto decidiram pela base apenas com os dados do ONS, pelo fato de se poder rastrear a questão da determinação do fator de emissão e fazendo-se da forma mais conservadora.

Os dados horários agregados do despacho coletados do ONS foram utilizados para se determinar o fator lambda para cada um dos anos disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração baixo custo/inflexíveis foi determinada como a geração total menos a geração das térmicas fóssil, esta determinada pelo dado de despacho diário fornecido pelo ONS. Toda esta informação foi fornecida aos validadores, e extensivamente discutida com eles, para se ter total transparência. As figuras abaixo mostram as curvas de duração das cargas para os três anos considerados, além do lambda calculado.



Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linha de base (incluindo importação)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [GWh]	Importações [MWh]
2002	0,8504	275.402.896	258.720	1.607.395
2003	0,9378	288.493.929	274.649	459.586
2004	0,8726	297.879.874	284.748	1.468.275
Total (2002-2004) =		861.776.699	818.118	3.535.256
$EF_{OM, simples-ajustada}$ [tCO ₂ /MWh]	0,4310	$EF_{BM, 2004}$	0,0962	Lambda
Pesos alternativos		Pesos padrão		0,5053
$W_{OM} = 0,75$		$W_{OM} = 0,5$		λ_{2002}
$W_{BM} = 0,25$		$W_{BM} = 0,5$		0,5312
EF_{CM} [tCO ₂ /MWh]	0,3473	Padrão EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	0,2636	λ_{2004}
				0,5041

Tabela 11 – Fatores de emissão sistema interconectado Sul-Sudeste-Centro-oeste (fator da margem de operação simples ajustada)

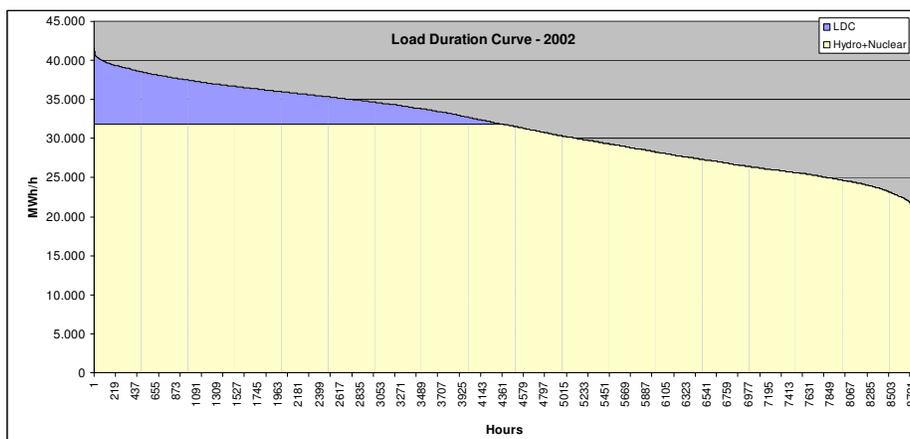


Figura 12 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2002

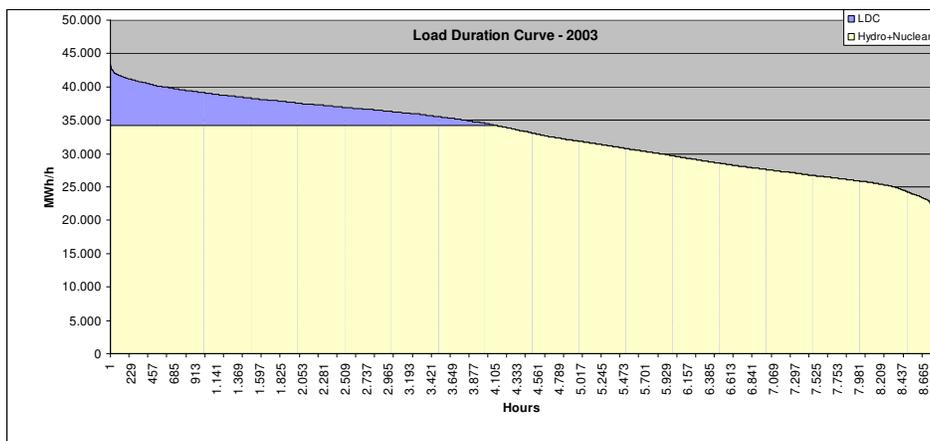


Figura 13 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2003

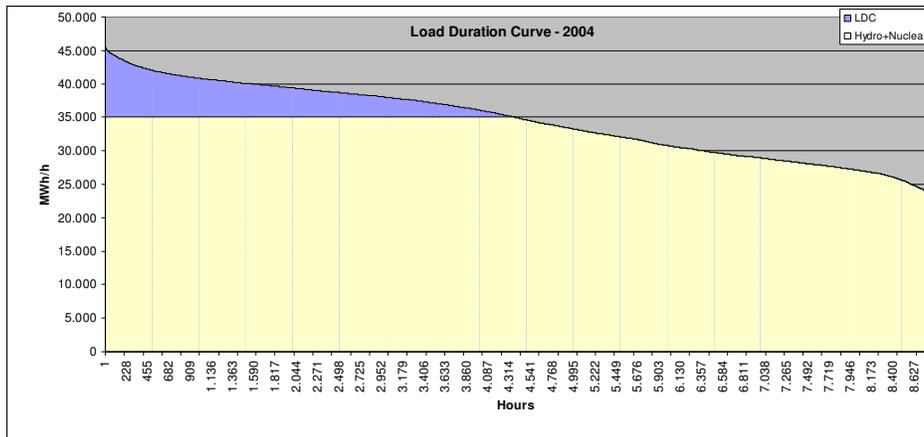


Figura 14 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2004

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	Jauu	Sep-2003	121.5	1	0.0	0.00
2	S-SE-CO	H	Gasparé	Sep-2003	120.0	1	0.0	0.00
3	S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306.0	0.3	15.3	99.5%
4	S-SE-CO	H	Furnil (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.00
5	S-SE-CO	H	Itiquira I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.00
6	S-SE-CO	G	Araucária	Sep-2002	484.5	0.3	15.3	99.5%
7	S-SE-CO	G	Caracas	Sep-2002	188.6	0.3	15.3	99.5%
8	S-SE-CO	H	Piraju	Sep-2002	81.0	1	0.0	0.00
9	S-SE-CO	G	Nova Piratininga	Jun-2002	384.9	0.3	15.3	99.5%
10	S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Jun-2002	5.0	0.3	20.7	99.0%
11	S-SE-CO	H	Rosal	Jun-2002	55.0	1	0.0	0.00
12	S-SE-CO	G	Ibitirá	May-2002	226.0	0.3	15.3	99.5%
13	S-SE-CO	H	Carua Brava	May-2002	465.9	1	0.0	0.00
14	S-SE-CO	H	Sta. Clara	Jan-2002	60.0	1	0.0	0.00
15	S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1,140.0	1	0.0	0.00
16	S-SE-CO	G	Juz de Fora	Nov-2001	27.0	0.28	15.3	99.5%
17	S-SE-CO	H	Macaé Merchant	Nov-2001	922.6	0.24	15.3	99.5%
18	S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Nov-2001	902.5	1	0.0	0.00
19	S-SE-CO	G	Eleitrobit	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.5%
20	S-SE-CO	H	Porto Estrela	Sep-2001	112.0	1	0.0	0.00
21	S-SE-CO	G	Coatás (Mario Covas)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%
22	S-SE-CO	G	W. Arjana	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%
23	S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	639.9	0.45	15.3	99.5%
24	S-SE-CO	H	S. Cavias	Jan-1999	1,240.0	1	0.0	0.00
25	S-SE-CO	H	Carabas I	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.00
26	S-SE-CO	H	Carabas II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.00
27	S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.00
28	S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1,540.0	1	0.0	0.00
29	S-SE-CO	D	Cuaba (Mario Covas)	Oct-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%
30	S-SE-CO	H	Sobradu	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.00
31	S-SE-CO	H	PCH EMAE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.00
32	S-SE-CO	H	PCH CEEE	Jan-1998	25.0	1	0.0	0.00
33	S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.00
34	S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.00
35	S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	52.0	1	0.0	0.00
36	S-SE-CO	H	PCH CELESC	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.00
37	S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.00
38	S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.00
39	S-SE-CO	H	PCH CERJ	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.00
40	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.00
41	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.00
42	S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55.0	1	0.0	0.00
43	S-SE-CO	H	S. Mesa	Jan-1998	1,275.0	1	0.0	0.00
44	S-SE-CO	H	PCH EPAULO	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.00
45	S-SE-CO	H	Gulimim Almonim	Jan-1997	140.0	1	0.0	0.00
46	S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375.0	1	0.0	0.00
47	S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	408.0	1	0.0	0.00
48	S-SE-CO	H	Noav Ponte	Jan-1994	510.0	1	0.0	0.00
49	S-SE-CO	H	Segredo (Gov. Ney Braga)	Jan-1992	1,260.0	1	0.0	0.00
50	S-SE-CO	H	Tapanaguçu	Jan-1989	554.0	1	0.0	0.00
51	S-SE-CO	H	Marsico	Jan-1988	210.0	1	0.0	0.00
52	S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	125.0	1	0.0	0.00
53	S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1,450.0	1	0.0	0.00
54	S-SE-CO	H	Rosiana	Jan-1987	369.2	1	0.0	0.00
55	S-SE-CO	H	Angra	Jan-1985	1,874.0	1	0.0	0.00
56	S-SE-CO	H	T. Imbós	Jan-1985	807.5	1	0.0	0.00
57	S-SE-CO	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6,300.0	1	0.0	0.00
58	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5,375.0	1	0.0	0.00
59	S-SE-CO	H	Embercação	Jan-1982	1,192.0	1	0.0	0.00
60	S-SE-CO	H	Nova Avanhandava	Jan-1982	347.4	1	0.0	0.00
61	S-SE-CO	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1,876.0	1	0.0	0.00

Table 13 – Usinas elétricas para o sistema interconectado Sul-Sudeste-Centro-oeste, parte 1



	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tCO ₂ /t) [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	264.0	1	0.0	0.0%	0.000
72	S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
73	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	330.0	1	0.0	0.0%	0.000
74	S-SE-CO	H	Porto Colombia	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	Jupia	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	768.0	0.31	15.3	99.5%	0.848
89	S-SE-CO	H	Paratubuna	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	98.0%	1.345
93	S-SE-CO	C	J.Lacerda B	Jan-1965	262.0	0.21	26.0	98.0%	1.602
94	S-SE-CO	C	J.Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%	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	478.0	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	98.0%	1.294
114	S-SE-CO	O	Carioba	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 Novas	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).

Table 14 – Usinas elétricas para o sistema interconectado Sul-Sudeste-Centro-oeste, parte 2



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

A partir dos procedimentos fixados pela "Metodologia consolidada aprovada ACM0002, versão 5 (3 de março de 2006)" - "Metodologia consolidada para geração de eletricidade para rede interligada através de fontes renováveis."

O projeto procederá com as medidas necessárias para o controle de energia e monitoramento. Junto com a informação produzida por ANEEL e ONS, será possível monitorar a geração de energia do projeto e a mistura de energia na rede.



Exibição A – Exemplo de Licença de Operação (LO) da PCH Ormeo Junqueira Botelho.

 GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS
SECRETARIA DE ESTADO DE MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL
CONSELHO ESTADUAL DE POLÍTICA AMBIENTAL

feam
FUNDAÇÃO ESTADUAL
DO MEIO AMBIENTE

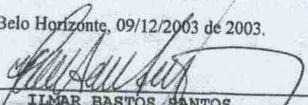
CERTIFICADO Nº 666 VALIDADE: 09 / 12 / 2009

O Conselho Estadual de Política Ambiental - COPAM, através de seu órgão seccional, Fundação Estadual do Meio Ambiente, nos termos do art. 4º, inciso VIII, da Lei 12.585, de 17 de julho de 1997 e do art. 33, § 1º, alínea "f" do Decreto 43.278, de 22 de abril de 2003, e com base no artigo 9º do Decreto 39.424, de 05 de fevereiro de 1998 concede à **CAT LEO ENERGIA S/A, Licença de Operação, com validade até 09/12/2009**, para geração de energia elétrica, autorizando, após as verificações necessárias, o início da atividade licenciada e o funcionamento de seus equipamentos de controle da poluição, de acordo com o previsto nas Licenças Prévia e de Instalação, no município de Muriaé, no Estado de Minas Gerais, conforme processo administrativo de n.º 0310/1998/007/2003.

Sem condicionantes

Com condicionantes
(válida somente acompanhada das condicionantes anexas)
A concessão da licença deverá atender ao art. 6º da DN COPAM 13/95, sob pena de revogação da mesma.
A revalidação da licença dar-se-á com base na DN COPAM 017/96.
Esta licença não dispensa nem substitui a obtenção, pelo requerente, de certidões, alvarás, licenças e autorizações, de qualquer natureza, exigidos pela legislação federal, estadual e municipal.

Belo Horizonte, 09/12/2003 de 2003.


ILMAR BASTOS SANTOS
Presidente da FEAM

**Exibição B – Exemplo de Anúncio da Licença de Operação (LO) da PCH Ormeo Junqueira Botelho.**

02 *Gazeta de Muriaé*
gazeta@imicro.com.br

Opinião

SEXTA-FEIRA, 12 DE DEZEMBRO DE 2003

CAT-LEO ENERGIA S/A torna público que obteve do Conselho Estadual de Política Ambiental - COPAM, através do Processo nº 0310/1998/007/2003, Licença de Operação, para a Pequena Central Hidrelétrica - PCH Cachoeira Encoberta, localizada no município de Muriaé - M.G, válida por 06 (seis) anos.



Bibliografia

- ACM0002 (2004).** Approved Consolidated Baseline Methodology 0002 – Consolidated Methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources. UNFCCC, CDM Executive Board 15th Meeting Report, 3 September 2004, Annex 2. Web-site: <http://cdm.unfccc.int/>
- Arida, P. E. L. Bacha, and A. L. Resende (2005).** *Credit, Interest, and Jurisdictional Uncertainty: Conjectures on the Case of Brazil.* In F. Giavazzi, I. Goldfajn e S. Herrera (orgs.), *Inflation Targeting, Debt, and the Brazilian Experience, 1999 to 2003.* Cambridge, MA: MIT Press.
- Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba (2002).** Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OECD and IEA information paper.
- BNDES (2000).** O setor elétrico – Desempenho 1993/1999. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, nº 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. Web-site: <http://www.eletronbras.gov.br/>
- Elliot, D. (2000).** Renewable Energy and Sustainable Futures. Futures 32 CTS Special ‘Sustainable Futures’ Issue, pp261-274, April/May 2000
- IBGE (2004).** Banco de dados Cidades@,. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (<http://www.ibge.gov.br/>).
- Kartha, S., M. Lazarus and M. Bosi (2002).** Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OECD and IEA information Paper.
- OECD (2001).** OECD Economic Surveys: Brazil. Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris, France.
- OECD (2004).** Environmental Outlook. Organization for Economic Cooperation and Development. Web-site: <http://www.oecd.org/env/>
- OECD (2005).** OECD Economic Survey of Brazil 2005: Regulation of the electricity sector. Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris, France
- ONS (2004).** De olho na energia: Histórico da energia, carga própria de energia 1999-2003. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Web-site: <http://www.ons.gov.br/>
- ONS-ADO (2004).** Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Daily reports on the whole interconnected electricity system from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003. Web-site: <http://www.ons.gov.br/>
- PCH-Indiavaí (2003).** Relatório de Monitoramento de Qualidade D’Água e Limnologia do Rio Jauru. PCH Indiavaí, SEMA-MT Processo 2458/03.
- 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 and J. C. de Souza (2000).** Electric Power Options in Brazil. 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). Web-site: http://www.eletronbras.gov.br/IN_Informe_SIESE/

Tolmasquim, M.T. (2003) [Ed.]. Fontes Renováveis de Energia no Brasil. Editora Interciência

UNEP-LAC (2002). Final Report of the 7th Meeting of the Inter-Sessional Committee of the Forum of Ministers of Environment of Latin America and the Caribbean. United Nations Environment Programme, Regional Office for Latin America and the Caribbean. 15 to 17 May, 2002, São Paulo (Brazil).

WCED (1987). Our Common Future. The World Commission on Environment and Development. Oxford University Press.