



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

CONTEÚDO

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

Anexos

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

Anexo 2: Informações com relação a financiamento público

Anexo 3: Informações da linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

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

Pequenas Centrais Hidrelétricas das Cooperativas do Rio Grande do Sul.

Número da versão do DCP: 04

Data (DD/MM/AAAA): 22/01/2007.

A.2. Descrição da atividade de projeto:

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

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

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

Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam se o projeto não

¹ Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): "*Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, 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 oferecem apoio aos esforços dos países em desenvolvimento no sentido de erradicar a pobreza, e periodicamente avaliar os dados disponíveis de modo a analisar o progresso para tal fim.*"



existisse. A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse.

O Projeto Pequenas Centrais Hidrelétricas Cascatas das Andorinhas, Caraguatá e Linha Três Leste melhora o fornecimento de eletricidade com energia hidrelétrica limpa e renovável, ao mesmo tempo em que contribui com o desenvolvimento econômico regional/local. Os projetos de hidrelétrica de pequena escala com reservatórios fornecem geração distribuída local, diferentemente do modo mais comum de trabalho, como as grandes hidrelétricas e as de geração a gás natural construídas nos últimos 5 anos. Esse tipo de projeto apresenta vantagens específicas para o local, com relação à confiabilidade, transmissão e distribuição, o que inclui:

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

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; além disso, uma melhor distribuição de renda na região onde o Projeto Pequenas Centrais Hidrelétricas Cascatas das Andorinhas, Caraguatá e Linha Três Leste está localizado é obtida com menos gastos e com maior renda nos municípios locais. O capital excedente que esses municípios terão poderia ser traduzido em investimentos em educação e saúde que beneficiarão diretamente a população local, e terão impacto indireto para uma distribuição de renda mais justa. Esse dinheiro ficaria na região e seria utilizado para fornecer serviços melhores à população, o que melhoraria a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica. A maior renda vem do investimento local na economia local e de um maior pagamento de impostos, o que beneficiará a população local.

A atividade de projeto consiste de 3 pequenas centrais hidrelétricas recém-construídas: Cascatas das Andorinhas, Caraguatá e Linha Três Leste localizadas na região sul do Brasil com uma capacidade instalada total de 16.283 MW. A PCH Cascata das Andorinhas é uma central de fio d'água que não exige nenhum represamento de água e as outras 2 PCHs têm um pequeno reservatório com um impacto ambiental pequeno.

A Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai Ltda. (CRERAL) é a proprietária da PCH Cascatas das Andorinhas. A CRERAL foi fundada em 23 de julho de 1969 por um grupo de agricultores que desejava ter energia elétrica em suas propriedades e, na época, a concessionária de energia elétrica não construía redes na área rural. As primeiras redes da CRERAL foram inauguradas em 1970 na comunidade de Nossa Senhora do Carmo, município de Sananduva. Durante as décadas de 70 e 80 a CRERAL se expandiu na região. Hoje em dia, atua em 37 municípios e conta com 6.100 associados ativos. Distribui energia em três sedes de municípios no total (Floriano Peixoto, Gramado dos Loureiros e Santo Expedito do Sul) e em parte da área urbana de Sananduva e Estação. Mais de 90% dos associados são agricultores. Além disso, a CRERAL também atende pequenas indústrias e o comércio.

A Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Fronteira Noroeste Ltda. (COOPERLUZ) é a proprietária das PCHs Santo Antônio e Caraguatá. Caraguatá é conhecida localmente como PCH Comandaí devido ao rio Comandaí de onde é obtida a água. A COOPERLUZ foi fundada em 5 de dezembro de 1970. O principal objetivo da COOPERLUZ é comprar e produzir energia elétrica, distribuindo na área rural e urbana para utilização industrial e doméstica, além de desenvolver programas de apoio à agricultura familiar e ao desenvolvimento regional.



A Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda (CERILUZ) é a proprietária da PCH Linha Três Leste e foi fundada em 20 de agosto de 1966. Em 1971 foi iniciada a construção do primeiro trecho do sistema de distribuição e que foi concluído em fevereiro de 1972 com 5 quilômetros beneficiando 12 residentes. Em 1995 foram definidas como prioridades-alvo a qualidade e eficiência na distribuição e a implementação da própria eletricidade gerada. Em 1999 iniciou a produção de 680 kW na sua primeira PCH.

A.3. Participantes do projeto:**Tabela 1 – Parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto**

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participantes do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai Ltda. (CRERAL)	Não
	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Fronteira Noroeste Ltda. (COOPERLUZ)	
	Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda. (CERILUZ)	
	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda. (entidade privada)	

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

As informações detalhadas para contato com a(s) parte(s) e com as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto estão relacionadas no Anexo 1.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:

Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 652, 9 de dezembro de 2003, pequenas centrais hidrelétricas no Brasil devem ter capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km², que é o caso de todas as três PCHs deste projeto.

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

As PCHs Caraguatá e Linha Três Leste são projetos de hidrelétricas que contam com reservatórios com baixo desvio, que armazenam água para gerar eletricidade durante breves períodos. Por outro lado, a PCH Cascata das Andorinhas é uma hidrelétrica de fio d'água em que não existe reservatório de armazenamento de água, de acordo com a World Commission of Dams [Comissão Mundial de Reservatórios] (WCD, 2000). Um esquema típico de fio d'água é mostrado na 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 (chamado de tubo de coleta), encaminhada para baixo até uma usina construída a jusante do canal de adução e para o nível mais baixo possível, a fim de obter a máxima altura manométrica na turbina.

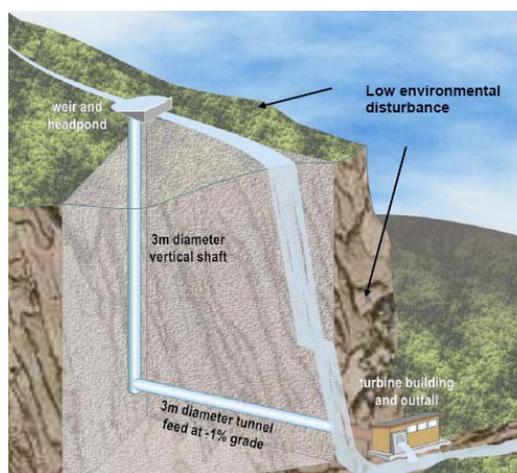


Figura 1 – Vista esquemática de uma central de fio d'água

Tabela 2 Principais características do projeto

	Caraguatá	Linha Três Leste	Cascata das Andorinhas
Potência instalada (MW)	0,953	13,5	0,83
Fator de capacidade (%)	71,1	63,0	95,0
Queda d'água (metros)	8,0	25,86	11,00
Reservatório (km ²)	0,011	1,306	0 (fio d'água)

A.4.1. Localização da atividade de projeto:

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil.

A.4.1.2. Região/estado/província, etc.

Estado do Rio Grande do Sul (RS), sul do Brasil



A.4.1.3. Cidade/município/comunidade etc:

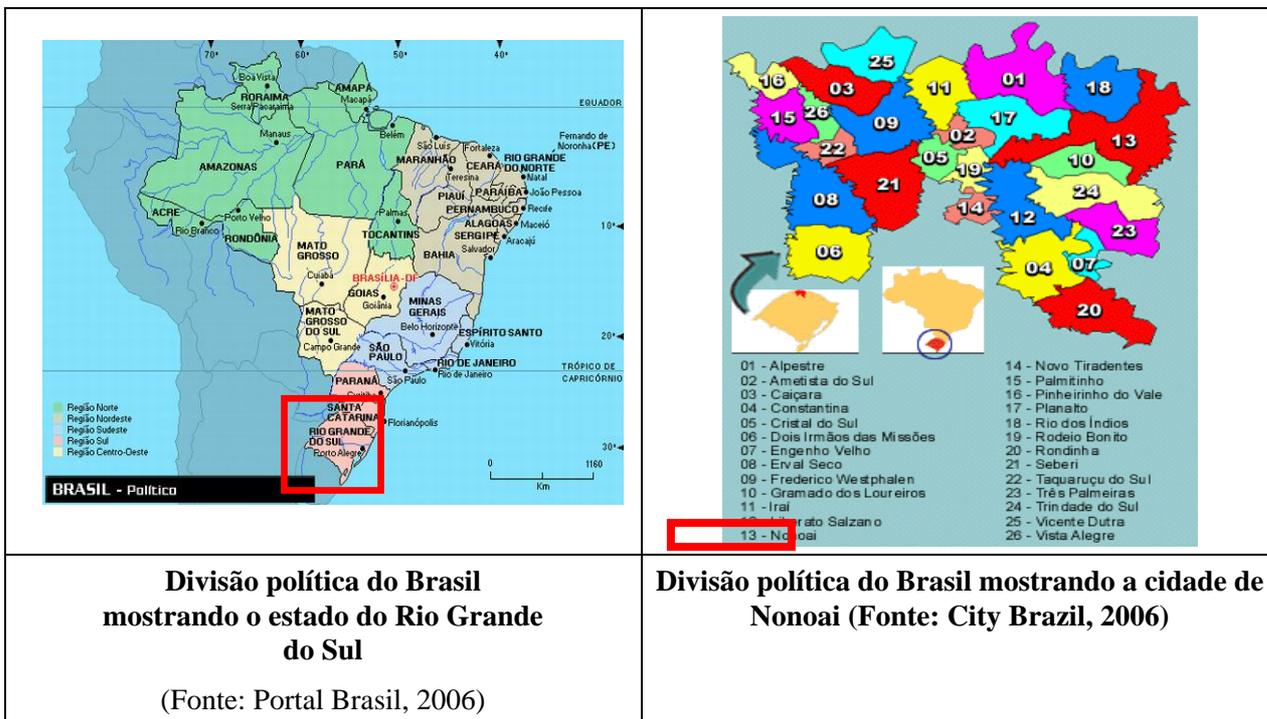
PCH Cascatas das Andorinhas: município de Nonoai.

PCH Caraguatá: município de Campina das Missões e município de Salvador das Missões.

PCH Linha Três Leste: município de Ijuí.

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

O projeto está localizado na parte noroeste do estado do Rio Grande do Sul (RS). A Figura 2 mostra a localização do estado e dos municípios. **Caraguatá** (latitude sul 28° 01' 27", longitude oeste 54° 50' 10") fica em dois municípios, Campina das Missões e Salvador das Missões, obtendo água do rio Comandaí, sub-bacia 74. Campina das Missões é uma cidade com 226 km² e 6.535 habitantes (IBGE, 2006). **Linha Três Leste** (latitude sul 28° 17' 35", longitude oeste 53° 52' 27") fica no município de Ijuí, obtendo água do rio Ijuí, sub-bacia 75. Ijuí é uma cidade com 689 km², 78.990 habitantes e que fica a 400 km de Porto Alegre, capital do estado. (IBGE, 2006). **Cascata das Andorinhas** (latitude sul 27° 21' 09", longitude oeste 52° 46' 08") fica no município de Nonoai, obtendo água do Lajeado do Tigre, sub-bacia 73. Nonoai é uma cidade com 469 km², 12.941 habitantes (IBGE, 2006) e que fica a 412 km de Porto Alegre, capital do estado. Nonoai foi fundada através da Lei nº 3695 de 30 de janeiro de 1959².



² www.nonoai.rs.gov.br

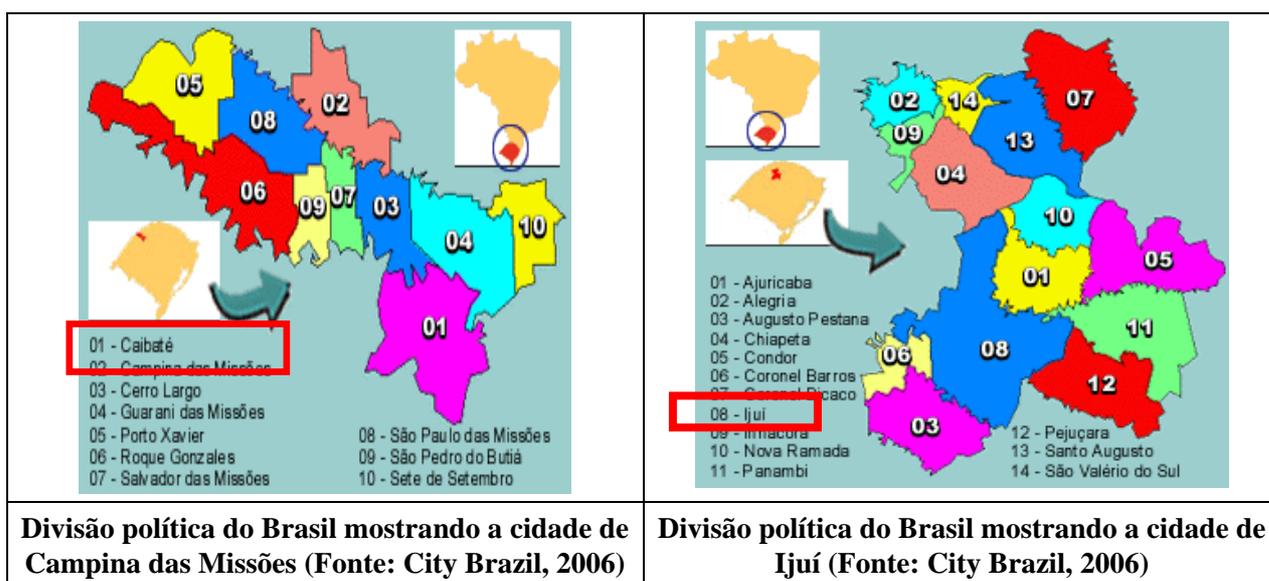


Figura 2 - Localização do projeto

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

Setores de energia (fontes renováveis – energia hidrelétrica).

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

Os equipamentos e a tecnologia utilizados no projeto foram desenvolvidos e fabricados localmente e foram aplicados de forma bem-sucedida a projetos semelhantes no Brasil e no mundo (Tabela 3).

Tabela 3 - Descrição da turbina e do gerador

	Descrição	PCH Cascatas das Andorinhas	PCH Caraguatá	PCH Linha Três Leste	
Turbinas	Tipo	Francis	Kaplan		
	Quantidade	2	1	3	1
	Energia elétrica (MW)	0,6 / unidade	0,95 / unidade	4,5 / unidade	0,835 / unidade
	Fabricante	Hacker Industrial Ltda			
Geradores	Tipo	Síncrono	Síncrono	Síncrono	
	Quantidade	2	1	3	1
	Potência nominal (MVA)	0,75	1,050	5,0	1.0
	Potência nominal (MW)	0,60		4,5	0,835
	Tensão (KV)	4,16	0,48	6,6	0,380
	Fabricante	WEG		GE	WEG



A tecnologia empregada no Projeto Pequenas Centrais Hidrelétricas Cascatas das Andorinhas, Caraguatá e Linha Três Leste é bem estabelecida no setor: as turbinas Francis e Kaplan (Figuras 3 e 4) são as hidroturbinas mais amplamente utilizadas.

A turbina Francis 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 baixo momento 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.

A Kaplan S horizontal com dupla regulação é comum na geração de energia elétrica, onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica hidráulica pequena. A dupla regulação, utilizada no Projeto Pequenas Centrais Hidrelétricas Caraguatá e Linha Três Leste, tem pás móveis que otimizam seu rendimento. A água entra na turbina através de uma carcaça com voluta, e é direcionada para as pás através de comportas de retenção, convertendo energia cinética em mecânica.



Figura 3 - Exemplo de uma turbina Francis Figura 4 – Exemplo de uma turbina Kaplan S

(Fonte: HISA, <http://www.hisa.com.br/produtos/turbinas/turbinas.htm>)

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

Considerando a linha de base de 0,2611 tCO₂e/MWh, aplicável às atividades de projeto de geração de energia renovável interligadas à rede no Brasil, a implementação completa da pequena central hidrelétrica interligada à rede elétrica interligada brasileira irá gerar a redução anual estimada mostrada na Tabela 4 abaixo.

Tabela 4 - Estimativa de reduções nas emissões do Projeto

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2007 (a partir de 15 de julho)	13.345
2008	24.636



2009	24.636
2010	24.636
2011	24.636
2012	24.636
2013	24.636
2014 (até 14 de junho)	11.292
Total de reduções estimadas (toneladas de CO ₂ e)	172.452
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de crédito da redução estimada (toneladas de CO ₂ e)	24.636

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Este projeto não recebe nenhum financiamento público e não é um desvio da assistência oficial para o desenvolvimento.

Todas as 3 PCHs estão sendo financiadas em parte com recurso próprio, mas uma grande parte pelo BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). O BNDES é uma empresa pública federal subordinada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Apesar de ser um banco estatal, o BNDES é uma das únicas fontes de financiamento de longo prazo no país e é a fonte de dívida de preferência do setor privado no Brasil.

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

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

Versão 2 da ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade.

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

A metodologia ACM0002 (versão 6, 2006), para a geração de eletricidade interligada à rede, a partir de fontes renováveis, usa margens derivadas, que foram aplicadas ao contexto da atividade de projeto pela determinação dos fatores de emissão para a rede interligada brasileira (sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto e no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão).

As condições de aplicabilidade para a metodologia ACM0002³ são as seguintes:

- A PCH Cascata das Andorinhas é uma hidrelétrica de fio d'água e as outras 2 são hidrelétricas com reservatórios com densidades de potência maiores que 4 W/m². Caraguatá tem uma densidade de potência de 86,6 W/m² e Linha Três Leste 11,0 W/m². Todas as 3 PCHs estão interligadas à rede.
- estas atividades de projeto não envolvem substituição de combustível fóssil por energia renovável no local do projeto.
- os limites geográficos e do sistema da rede interligada brasileira são identificados e explicados na seção B.4 e Anexo.

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

Na metodologia ACM0002, a determinação da linha de base deve contabilizar somente as emissões de CO₂ da geração de eletricidade em energia gerada a partir de combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade de projeto.

	Fonte	Gás	Incluído(a)?	Justificativa/explicação
Linha de base	Uso de energia elétrica	CO ₂	Sim	Para gerar eletricidade da forma como ocorre nas plantas termelétricas há emissão de gases de efeito estufa como o dióxido de carbono "CO ₂ "
Atividade e de projeto	Emissão do reservatório	CH ₄	Sim	Emissões de gases de efeito estufa dos reservatórios

³ ACM0002 – "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis", 19 de maio de 2006. UNFCCC, Conselho Executivo do MDL. website: <http://cdm.unfccc.int/>

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

Na ausência da atividade de projeto, a eletricidade alimentada na rede pelo projeto teria de outro modo sido importada das centrais efetivamente interligadas à rede e/ou gerada por fontes de combustível fóssil causando a emissão de maiores quantidades de dióxido de carbono (CO₂). Por uma questão conservadora, consideramos que toda a energia na ausência da atividade de projeto será importada da rede interligada.

Dessa forma, o cenário de linha de base é identificado como a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida por grandes estações hidrelétricas e termelétricas ou por óleo diesel, no caso dos sistemas isolados.

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002, versão 6, 2006), o fator de emissão da linha de base é definido como EF_y e é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

O limite do projeto é definido pelas emissões direcionadas ou diretamente afetadas pelas atividades de projeto: construção e operação. Ele abrange o local geográfico e físico da fonte de geração de energia hidrelétrica, representado pela bacia correspondente ao rio do projeto, perto da instalação da central e da rede interligada.

Como o Brasil é um país grande com sistemas de despacho em camadas, será usada a definição de rede regional. O Brasil está dividido em cinco macrorregiões geográficas: Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. A maior parte da população concentra-se nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Assim a geração de energia e, conseqüentemente, a transmissão, estão concentradas em dois subsistemas. A expansão de energia se concentrou em duas áreas específicas:

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

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

Parte da eletricidade consumida no país é importada de outros países. Argentina, Uruguai e Paraguai fornecem uma parte muito pequena da eletricidade consumida no Brasil. Em 2003, cerca de 0,1% da eletricidade foi importada desses países. Em 2004 o Brasil exportou eletricidade para a Argentina que



atravessava um período de escassez. A energia importada de outros países não afeta o limite do projeto nem o cálculo da linha de base.

Uma discussão extensa sobre a linha de base para geração de eletricidade para a rede interligada brasileira pode ser vista em *Esparta & Martins Jr. (2001)*⁴. Sua linha de base para projetos de grande escala é 261,1 Kg CO₂/MWh. Essa metodologia/abordagem da linha de base do projeto foi validada para uma atividade de MDL semelhante que consiste na expansão da capacidade energética de biomassa para centrais energéticas no Brasil.

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

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

Os seguintes passos são necessários para a demonstração e a avaliação da adicionalidade das PCHs das Cooperativas.

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

Embora o passo 0 não se aplique porque este projeto não está solicitando créditos retroativos, pois as três plantas iniciaram a operação em 2003 e 2004, ou seja, antes da solicitação de registro da atividade de projeto como projeto de MDL, é necessário fornecer evidência de que o incentivo do MDL foi seriamente considerado na decisão de continuar com a atividade de projeto.

No estado do Rio Grande do Sul, existe a Federação das Cooperativas de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural que organiza estudos e reuniões para ajudar a desenvolver as atividades das cooperativas e que começou a estudar o MDL desde o seu início.

Como evidência existe uma Ata da Reunião realizada pela Federação em 23 de julho de 2004 e em 20 de junho de 2003 onde foi discutido, entre outros assuntos, o contrato com uma empresa para realizar estudos de viabilidade para projetos de MDL nas atividades das cooperativas. Embora a data da reunião seja posterior ao início da operação, é possível constatar que os estudos começaram ainda antes e culminaram no contrato da empresa.

A evidência está disponível mediante solicitação.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 1

⁴ Esparta, A. R. J. & C. M. Martins Jr. (2002). *Brazilian Greenhouse Gases Emission Baselines from Electricity Generation*, [Linhas de base de emissões de gases de efeito estufa brasileiras a partir de geração de eletricidade] RIO 02 - Evento Mundial Sobre Clima e Energia, Rio de Janeiro-Brasil, 6 a 11 de janeiro.



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

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade de projeto:

A alternativa à atividade de projeto é a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida por grandes estações termelétricas e hidrelétricas. Como alternativa para a empresa de um grupo, existe o investimento em outras oportunidades, como o mercado financeiro. Como a Ceral, Cooperluz e Ceriluz são cooperativas de agricultores, elas poderiam ter decidido se concentrar em outras atividades comuns de grupos similares (p.ex., desenvolvimento do mercado de cooperativas, venda de fertilizantes etc.), e não no mercado energético, como é o caso da atividade de projeto.

Subpasso 1b. Cumprimento das leis e normas aplicáveis:

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

SATISFAZ/PASSA – Ir para o passo 2

Passo 2. Análise de investimentos

Não se aplica.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3

Passo 3. Análise de barreiras

As barreiras consideradas são as seguintes:

- Falta de fontes de investimento para financiar o setor privado no país, e os altos custos das alternativas disponíveis, conforme indicado pela estrutura de dívida do projeto, que é principalmente dependente de capital próprio. A criação do PROINFA, é um indicativo forte de que, de outro modo, sem um apoio financeiro não seriam feitos investimentos em fontes alternativas de energia no âmbito de geração de energia.
- Incerteza regulatória, pois uma regulamentação do setor de energia elétrica totalmente nova está em desenvolvimento desde janeiro de 2002.

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

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

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

- Construir um ambiente propício à competição, com a eliminação gradual da figura do cliente cativo. A opção de escolher um fornecedor de serviços de eletricidade, que começou em 1998 para os maiores consumidores e que deve estar disponível para todo o mercado até 2006;



- Desmantelar os monopólios estatais, separando e privatizando as atividades de geração, transmissão e distribuição;
- Permitir o livre acesso às linhas de transmissão e
- Transferir as responsabilidades de operação e planejamento para o setor privado.

Foram criadas três entidades governamentais: a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), para desenvolver a legislação e regular o mercado, o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), para supervisionar e controlar a geração, transmissão e operação, e o MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica), para definir as regras e os procedimentos comerciais do mercado de curto prazo.

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

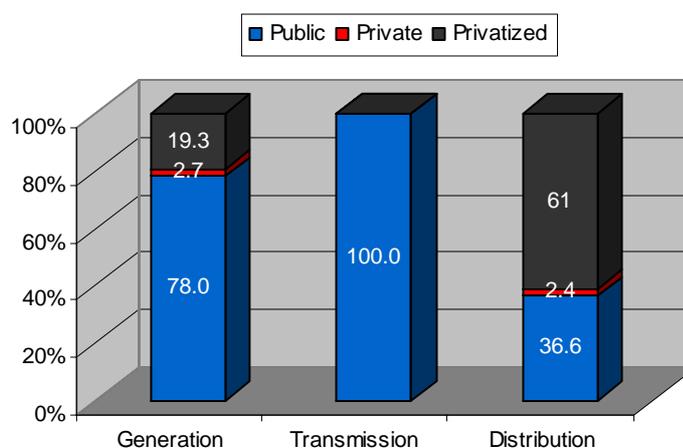


Figura 5 – Participação do capital privado no mercado de eletricidade brasileiro em dezembro de 2000 (Fonte: BNDES, 2000)

O descolamento entre o PIB (aumento médio de 2% no período de 1980 a 2000) e o consumo de eletricidade (aumento médio de 5% no mesmo período) é bem conhecido nos países desenvolvidos, especialmente devido à ampliação dos serviços de fornecimento para novas áreas e à crescente infraestrutura. Foram tomadas as medidas necessárias para evitar gargalos nos serviços. Elas incluem um aumento na capacidade de geração maior que as taxas de crescimento do PIB e pesados investimentos em eficiência energética. No caso do Brasil, o aumento da capacidade instalada de geração (média de 4% no mesmo período) não acompanhou o crescimento no consumo, conforme pode ser visto na Figura 6.

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

A alternativa restante, aumentar o fator de capacidade das centrais mais antigas, foi a mais amplamente utilizada, como podemos ver na Figura 7. Para entender se este aumento no fator de capacidade trouxe conseqüências positivas ou negativas, precisamos analisar a disponibilidade e o preço dos combustíveis. No modelo de eletricidade brasileiro, a principal fonte de energia é a água acumulada nos reservatórios. A Figura 8 mostra o que ocorreu com os níveis de "energia armazenada" nos reservatórios entre janeiro de 1997 e janeiro de 2002. Pode-se ver que os reservatórios, projetados para resistir a 5 anos de estações com menos chuvas que a média, quase entraram em colapso após uma única estação com pouca precipitação pluviométrica (2000/2001 teve 74% da média histórica de precipitação pluviométrica). Essa situação ilustra uma utilização muito intensiva dos recursos hídricos do país para poder suportar o aumento da



demanda sem aumentar a capacidade instalada. Com a situação descrita, não havia ainda solução de longo prazo para os problemas que, no final, causaram as interrupções e o racionamento em 2001.

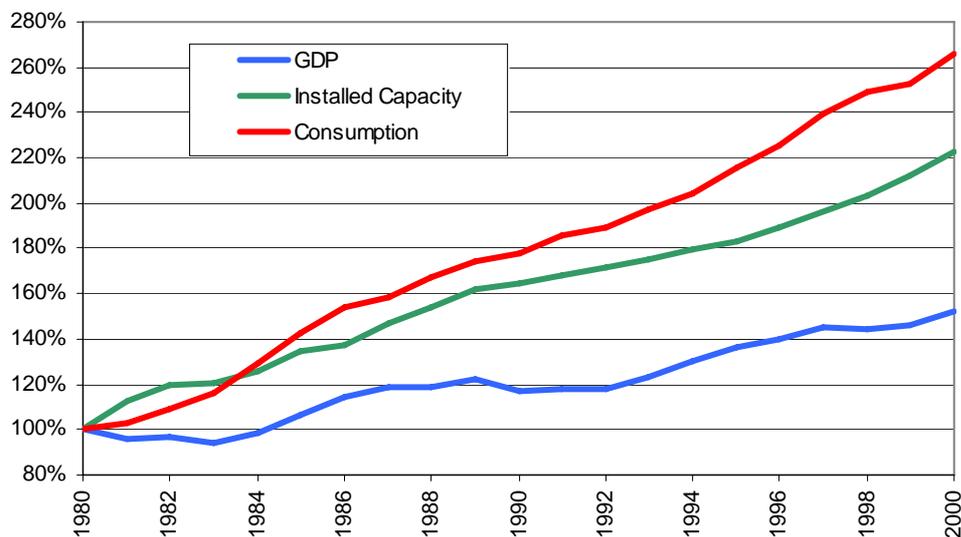


Figura 6 – Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda de eletricidade (consumo). (Fonte: Esparta (2005))

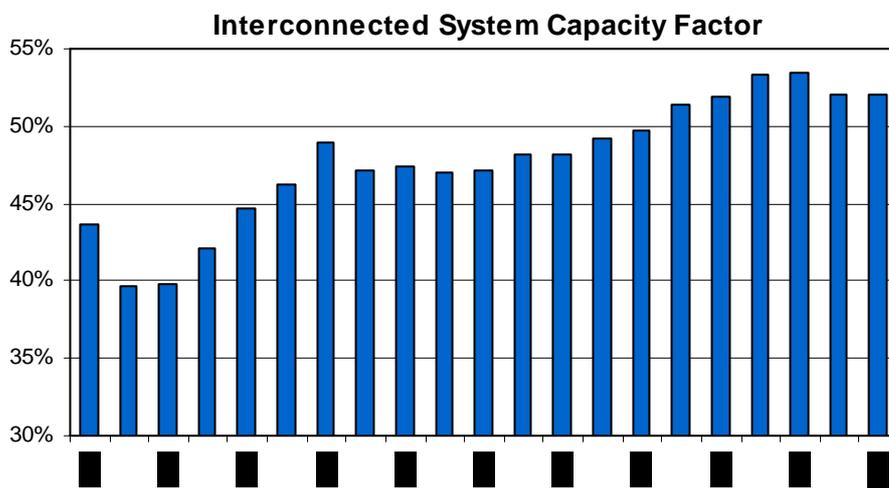


Figura 7 – Evolução da taxa da energia gerada em relação à capacidade instalada (Fonte: Esparta, 2005)

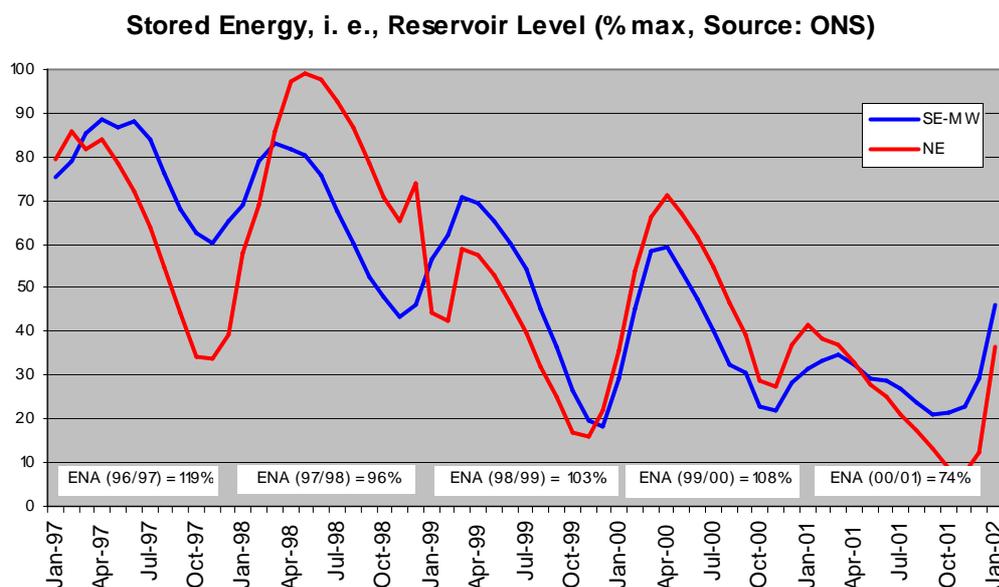


Figura 8 – Evolução da capacidade armazenada de água nos subsistemas interligados do sudeste/centro-oeste (SE-CO) e do nordeste (NE) e a intensidade de precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste comparada com a média histórica (Fonte: Esparta, 2005)

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

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

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

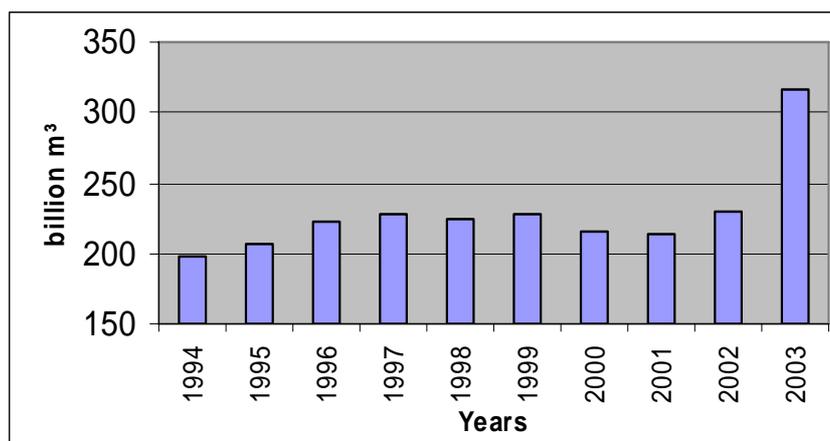


Figura 9 – Evolução das reservas provadas de gás natural brasileiro

(Fonte: Esparta, 2005)

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

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



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

Embora o novo modelo reduza o risco de mercado, sua capacidade de incentivar o investimento privado no setor elétrico dependerá de como o novo marco regulatório será implementado. Com relação a essa questão, há vários desafios a destacar. Primeiro, o risco de falha regulatória, que poderia ocorrer porque o governo desempenhará um papel significativo no planejamento de longo prazo, deve ser evitado isolando as interferências políticas. Em segundo lugar, será necessário conceber regras para a transição do modelo atual para o novo, para permitir que os atuais investimentos sejam adequadamente remunerados. Em terceiro lugar, em razão de seu pequeno tamanho, a volatilidade dos preços pode aumentar no mercado de eletricidade de curto prazo, ocasionando, por sua vez, maior risco do investimento, embora esse risco venha a ser atenuado pela presença de grandes consumidores. A alta participação da energia hidrelétrica no mix de energia do Brasil e a incerteza sobre a precipitação pluviométrica também contribuem para uma maior volatilidade do mercado de eletricidade de curto prazo. Em quarto lugar, embora o novo modelo vá exigir uma separação total entre a geração e a distribuição, as normas para repartir as companhias integradas verticalmente ainda têm que ser definidas. Atualmente é permitido que as companhias de distribuição comprem até 30% de sua eletricidade das próprias subsidiárias (autonegociação). Por fim, a política do governo para o setor de gás natural precisa ser definida dentro de uma estrutura setorial específica.

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

Barreira para investimentos

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

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

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



Os mercados financeiros internos com vencimentos maiores que um ano praticamente não existem no Brasil. A experiência tem demonstrado que em momentos de tensão financeira a duração dos instrumentos de poupança cai para níveis próximos a um dia, com uma grande concentração em depósitos bancários overnight. Os poupadores não entram em contratos financeiros de longo prazo, em razão da incapacidade de determinar o preço da incerteza envolvida na preservação do valor do poder de compra (Arida et al., 2004). Além disso, o mercado de capitais não é suficientemente desenvolvido no país para fornecer ao mercado acionário financiamento público.

A falta de um mercado local de longo prazo não é resultado de um desinteresse em oportunidades de investimentos financeiros, mas sim da relutância dos credores e poupadores em aumentar o horizonte dos seus investimentos. Fez com que os poupadores procurassem pelo investimento mais líquido e colocassem seu dinheiro em títulos do governo de curto prazo, em vez de investirem em oportunidades de longo prazo que poderiam financiar projetos de infra-estrutura.

O título com mais liquidez do governo é o LFT (títulos de taxa flutuante com base na taxa de referência diária do Banco Central). A partir de janeiro de 2004, 51,1% da dívida interna federal estava em LFTs e tinha duração de um dia. Essa taxa do título é quase igual a taxa do CDI - Certificado de Depósito Interbancário que é influenciada pela taxa SELIC, definida pelo COPOM⁵.

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

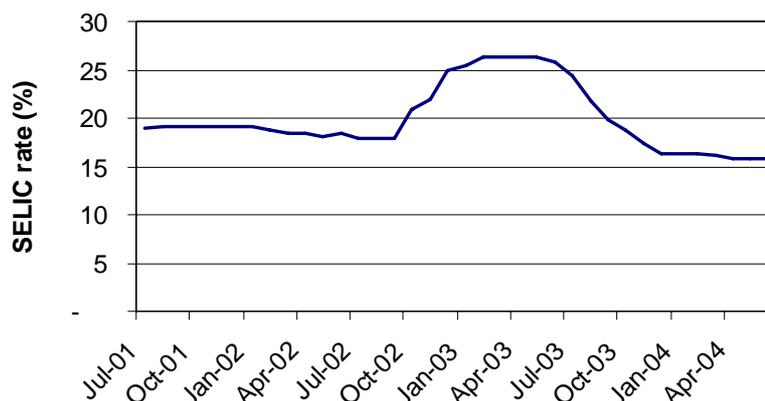


Figura 10 – Taxa SELIC (Fonte: Banco Central do Brasil)

A atividade de projeto de pequena hidrelétrica proposta está em desenvolvimento com base nas finanças do projeto. Para financiar a construção, os patrocinadores do projeto (Creal, Cooperluz e Ceriluz) se beneficiaram das linhas de financiamento do BNDES.

Esse apoio financeiro cobre 68% do investimento da Creal, 57% do investimento da Cooperluz, 80% do investimento da Ceriluz nos custos do projeto com uma TJLP⁶ (taxa de juros de longo prazo do BNDES) de 9% mais 4,0% de spread risco para um período de 10, 8, 5, 12 anos e um período de carência de 2 anos para a Creal, Cooperluz e Ceriluz, respectivamente.

O projeto tem uma TIR (Taxa Interna de Retorno) financeira esperada de -7,49% para a Cascata das Andorinhas, 6,23% para a Caraguatá e 14,57% para a Linha Três Leste. A Linha Três Leste tem a TIR

⁵ COPOM – Comitê de Política Monetária.

⁶ A TJLP é a taxa de juros de referência e de longo prazo do BNDES para o financiamento do Banco.



mais alta devido à sua maior capacidade; entretanto, ainda é muito baixa em comparação com a taxa SELIC, mantida no nível de 25% desde o final de 2002 até o primeiro semestre de 2003, quando Cascata das Andorinhas, Caraguatá e Linha Três Leste iniciaram sua construção. Embora o projeto seja um investimento com um risco muito maior, se comparado aos títulos do governo brasileiro, os patrocinadores do projeto optaram por investir na construção da central para garantir o fornecimento de eletricidade no caso de falta na rede interligada, pois são cooperativas de agricultores.

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

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

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

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

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

Em abril de 2002, a lei do Proinfa foi emitida para incentivar o setor. A existência do Proinfa comprova que é necessário um incentivo sólido para promover a construção de projetos de energia renovável no Brasil e que existe espaço para projetos de MDL. A análise do Proinfa e dos outros incentivos do setor de energia ilustra os obstáculos que os desenvolvedores que não estão participando de nenhum programa precisam enfrentar. Durante a primeira audiência pública do Proinfa no início de 2003, a tarifa planejada



para PCH era R\$ 125,09/MWh (com base em junho de 2003 e reajustada pelo índice de inflação medido pelo IGP-M). Mas em 30 de março de 2004, o MME (Ministério de Minas e Energia) emitiu a Portaria n° 45, que estabeleceu a tarifa de R\$ 117,02/MWh (com base em março de 2004 e reajustada pelo IGP-M), em janeiro de 2005 ela era cerca de R\$ 129,51/MWh. Em 2005, o BNDES apresentou a última versão final da sua linha de incentivo financeiro no âmbito do Proinfa, diferente da primeira considerada para o programa, que foi considerada insuficiente. Isso significa que nos último cinco anos o governo teve que apresentar uma nova proposição (ou incentivo) ao ano para convencer os desenvolvedores a investir no setor de pequenas hidrelétricas.

Por causa de todas as dificuldades expostas e apesar de todos os incentivos do governo, existem 265 projetos de PCH aprovados no Brasil⁷, entre 1998 e 2006, cuja construção ainda não foi iniciada. E somente 1,43% da energia elétrica gerada no país vem das PCHs. A conclusão é que os incentivos do MDL desempenham um papel muito importante para vencer as barreiras financeiras mencionadas anteriormente.

Falta de Infra-estrutura

A região em que o projeto localiza-se é isolada e não desenvolvida. A companhia elétrica regional não construiu a rede de distribuição na área rural. E em razão disso, falta infra-estrutura, como estradas, fornecimento de energia elétrica, comunicações e transporte confiáveis. Os patrocinadores do projeto desenvolveram a rede de distribuição como pólos elétricos antes da implementação deste projeto. Além disso, não havia pessoal qualificado disponível na região, devido à falta de escolas e universidades.

Barreira institucional

Como descrito acima, desde 1995 as políticas governamentais do mercado de eletricidade do governo estão em permanente alteração no Brasil. Um número excessivo de leis e normas foi criado para tentar organizar e fornecer incentivos para os novos investimentos no setor energético. Os resultados dessa instabilidade regulatória foram contrários ao que se tentava alcançar. Durante o período de racionamento, os preços de eletricidade ultrapassaram R\$ 600/MWh (cerca de US\$ 200/MWh) e o preço marginal projetado para a nova energia chegou em níveis de R\$ 120 a R\$ 150/MWh (cerca de US\$ 40). No meio de 2004, o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). Essa volatilidade relativamente alta do preço da eletricidade no Brasil, embora no curto prazo, contribui para dificultar a análise do mercado pelos desenvolvedores.

Além disso, as Cooperativas têm um contrato com a companhia elétrica regional Rio Grande Energia S/A (RGE) para equilibrar o excesso e a falta de energia gerada na PCH de acordo com o consumo dos associados das cooperativas. No fechamento de um mês, quando existe excesso, ele é usado para compensar a falta nos próximos meses. Quando existe falta, a cooperativa deve pagar R\$ 108,89 / MWh à companhia elétrica.

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

Como descrito acima, a principal alternativa para a atividade de projeto é continuar na mesma situação. O patrocinador do projeto poderia investir seus recursos em diferentes investimentos do mercado financeiro. Portanto, as barreiras acima não afetam os investimentos em outras oportunidades. Pelo contrário: as

⁷ Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.



taxas de juros brasileiras, que representam uma barreira para a atividade de projeto, são muito atraentes e se constituem em uma alternativa viável de investimento.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 4

Passo 4. Análise da prática comum

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

Em todo o estado do Rio Grande do Sul existem 142 pequenas centrais hidrelétricas em operação ou em processo de licenciamento. Entre elas, 37 são de propriedade de cooperativas. Elas são inclusivas, alguns projetos tiveram implementações diferentes⁸. A seguir estão exemplos de projetos similares em escala implementados por cooperativas:

PCH Linha Aparecida, capacidade instalada de 25 MW, reservatório de 3 km², localizada no rio Várzea, entre as cidades de Liberato Salzano e Novo Tiradentes. 27° 32' 02" sul, 53° 07' 48" oeste. Este projeto tem Licença Prévia.

Está em construção a PCH de fio d'água Rastro de Auto no rio Forqueta, capacidade instalada de 7,0 MW, túnel de adução de 1.000 m, tubulação de queda d'água de 250 m. Construída pela Cooperativa de Eletrificação Regional Teutônia Ltda, localizada em São José do Herval e Putinga – RS.

Está em operação desde novembro de 2003 uma PCH com capacidade instalada de 3,6 MW, reservatório de 0,0549 km², no rio Ijuizinho, cidade de Entre-Ijuís. De propriedade da Cooperativa Regional de Eletrificação Rural das Missões Ltda.

Segundo nosso conhecimento, todas as cooperativas participam da Federação das Cooperativas de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural que vem estudando o MDL há muito tempo, e estão esperando que o projeto aqui exposto seja implementado.

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

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

Tanto o processo de negociação de um CCVE com as concessionárias como o de obtenção de financiamento do BNDES são freqüentemente muito difíceis. Muitos desenvolvedores percebem que o BNDES exige garantias excessivas para fornecer financiamento. Embora isto possa ser a função do Banco como uma instituição financeira, visando a mitigação de riscos, isto é considerado como uma barreira de mercado. Outros riscos e barreiras estão relacionados a questões técnicas e operacionais associadas com pequenas hidrelétricas, inclusive a capacidade de cumprirem o contrato CCVE e as possíveis multas por não cumprimento do contrato.

Independentemente dos riscos e barreiras mencionados acima, a principal razão do reduzido número de atividades de projetos semelhantes é o custo econômico. A viabilidade do projeto exige um contrato

⁸ FEPAM, Fundação Estadual de Proteção Ambiental, <http://www.fepam.rs.gov.br/licenciamento/area3/default.asp>



CCVE com uma concessionária, mas essas empresas normalmente não têm incentivos ou motivação para comprar a eletricidade gerada por projetos de pequenas hidrelétricas.

A maioria dos desenvolvedores que financiou seus projetos fora do Proinfa considerou o MDL como um fator decisivo para a conclusão dos seus projetos. Assim, segundo nosso conhecimento, a vasta maioria dos projetos semelhantes que está sendo desenvolvida no país participa do programa Proinfa e, os que não participam, estão no MDL. Além disso, o governo brasileiro tem defendido que os projetos no Programa Proinfa também são qualificados para participar do MDL, de acordo com a decisão da UNFCCC sobre a qualificação de projetos derivados de políticas públicas. A legislação que criou o Proinfa levou em consideração possíveis receitas do MDL para prosseguir com o programa.

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

Como exemplo, uma análise rápida da instalação de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil, desde 2001, mostra que os incentivos para esta fonte eram inexistentes, ou melhor, não eram eficazes, indicando uma barreira de mercado/financeira⁹:

Instalação da PCH (Referência: Aneel, 2006)

Ano	MW
2001	69,1
2002	55,5
2003	267,7
2004	67,8
2005	126,4
2006 (até outubro)	76,6

Em virtude das razões mencionadas acima, somente 1,54% da capacidade instalada do Brasil provém de fontes de pequenas hidrelétricas (1,48 GW de um total de 96,4 GW). Além disso, dos 3,16 GW em construção no país, somente 625 MW são de pequenas hidrelétricas. Em 2004, somente 9 projetos de pequenas hidrelétricas, um total de apenas 5,22 MW, foram autorizados pela agência reguladora¹⁰. Muitos outros projetos ainda se encontram em desenvolvimento, esperando melhores oportunidades de investimento.

A prática comum no Brasil tem sido a construção de centrais hidrelétricas de grande escala e, mais recentemente, de centrais termelétricas a combustível fóssil, com gás natural, que também recebem incentivos do governo. Já 21,5% da energia gerada no país vem de centrais termelétricas, e a tendência é que esse número aumente nos próximos anos, pois 40% dos projetos aprovados entre 1998 e 2005 são de centrais termelétricas (comparado com somente 14% de PCHs)¹¹.

⁹ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

¹⁰ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

¹¹ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Capacidade de Geração do Brasil, 8 de dezembro de 2006



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

No mais recente leilão de energia, que ocorreu em 16 de dezembro de 2005, no Rio de Janeiro, foram outorgadas 20 concessões para novas centrais. Do total de 3.278 MW vendidos, somente três eram de PCHs (38 MW) , 2.278 MW (69%) virão de centrais termelétricas, dos quais 1.467 se originam de centrais termelétricas a queima de gás natural, ou seja, 45% do total vendido¹².

Em resumo, este projeto não pode ser considerado prática comum e, portanto, não é um cenário usual de negócio. E fica claro que, na ausência do incentivo criado pelo MDL, este projeto não seria o cenário mais atraente.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 5

Passo 5 – Impacto do registro do MDL

De acordo com a legislação brasileira¹³ pequenas centrais hidrelétricas devem ter uma capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km². Em geral, consistem em uma hidrelétrica com reservatório com impacto ambiental mínimo.

Esta atividade de projeto não é o cenário usual de negócio no país, em que grandes projetos hidrelétricos e termelétricos a queima de gás natural representam a maior parte da nova capacidade instalada.

Para prosseguir com a atividade de projeto, ou seja, a geração própria de eletricidade, são necessários incentivos, pois estão enfrentando barreiras financeiras para prosseguir.

A inclusão das receitas das RCEs faz com que a TIR do projeto aumente 50 pontos base (cálculo da TIR mediante solicitação) para Caraguatá, 300 para Cascata das Andorinhas e 130 para Linha Três Leste. Embora Cascata das Andorinhas tenha um aumento alto relativo, ele ainda é negativo; entretanto, esse aumento no retorno compensaria parcialmente o risco adicional do investidor com este projeto.

Com o benefício financeiro proveniente das RCEs, espera-se que outros desenvolvedores de projeto se beneficiem dessa nova fonte de receitas e decidam, então desenvolver esses projetos.

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

Esta análise de investimentos examina os fatores relativos às possíveis reduções certificadas de emissão (RCEs) e os incentivos derivados deles no processo de tomada de decisões sobre investimentos do

¹² ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Leilão N° 002/2205-ANEEL. Resultado do Leilão Resumo Vendedor**

¹³ Conforme definido pela Resolução da ANEEL n° 652 de 9 de dezembro de 2003.



projeto. Portanto, para tomar a decisão de realizar o projeto, os estudos de rentabilidade de investimentos consideraram a potencial monetização de créditos de CO₂ que o projeto produziria.

A Tabela 5 abaixo mostra a atratividade das receitas de RCEs do projeto, com base na TIR do projeto.

Tabela 5: Análise financeira do projeto

Planta	TIR com RCE	TIR sem RCE
Cascata das Andorinhas (Creal)	-4,36%	-7,49%
Caraguatá (Cooperluz)	6,78%	6,23%
Linha Três Leste (Ceriluz)	15,91%	14,57%

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

SATISFEITO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

De acordo com a ACM0002, versão 6, 19 de maio de 2006, as reduções nas emissões (ER_y) pela atividade de projeto durante um determinado ano y é a diferença entre as emissões da linha de base (Bey), as emissões do projeto (PEy) e as emissões resultantes das fugas (Ly), como a seguir:

$$ER_y = Bey - PEy - Ly \quad \text{Equação 1}$$

As emissões da linha de base (Bey) são o produto do fator de emissão de CO₂ da linha de base (EFy em tCO₂/MWh) calculado no Passo 3 acima, pela eletricidade anual fornecida pela atividade de projeto à rede (Egy em MWh), como a seguir:

$$Bey = Egy * EFy \quad \text{Equação 2}$$

As emissões do projeto (PEy) são nulas para hidrelétricas de fio d'água, e para novos projetos de hidrelétricas com reservatórios são estimadas como a seguir:

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

$$PEy = \frac{EF_{Res} * EGy}{1000}, \quad \text{Equação 3}$$

- onde, PEy : Emissão do reservatório expressa como tCO₂e/ano
 EF_{Res} : é o fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios e o valor padrão conforme o CE23 é 90 Kg CO₂e/MWh
 Egy : Eletricidade produzida pelo projeto de hidrelétrica no ano y , em MWh

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



A PCH Cascata das Andorinhas é uma hidrelétrica de fio d'água, assim não apresenta emissões do projeto.

As outras duas densidades de potência das PCHs Caraguatá e Linha Três Leste são as seguintes:

Tabela 6 – Densidades de potência das PCHs

	Caraguatá	Linha Três Leste
Capacidade (MW)	0,953	14,33
Área do reservatório (km ²)	0,011	1,306
Densidade de potência (W/m ²)	56,1	11,0

Elas têm densidade de potência maior que 10 W/m², assim, as emissões do projeto (PE_y) são iguais a zero.

As emissões potenciais de fugas (L_y) no contexto dos projetos do setor elétrico são emissões resultantes da construção do projeto, do transporte, do manuseio de materiais, da inundação de terras e de outras atividades a montante. Aplicando a metodologia ACM0002, não é necessário considerar as fontes de emissão como fugas. Assim, L_y é igual a zero.

Considerando as explicações acima na Equação 1, as reduções nas emissões via a atividade de projeto (ER_y) durante um determinado ano y são as próprias emissões da linha de base (BE_y). Assim, as reduções nas emissões são calculadas como o produto do fator de emissão da linha de base (EF_y , em tCO₂e/MWh) pela eletricidade fornecida pelo projeto à rede (EG_y , em MWh), como a seguir:

$$ER_y = E_{gy} * EF_y \quad \text{Equação 4}$$

Conforme a ACM0002, versão 6, 2006, um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado de acordo com os três passos a seguir:

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

A margem de operação da análise dos dados de despacho deve ser a primeira escolha metodológica. Uma vez que o operador nacional do sistema elétrico brasileiro não forneceu dados suficientes, a opção não está atualmente disponível. A margem de operação simples pode ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/inflexíveis¹⁴ constituírem menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nos valores normais de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A Tabela 7 mostra a participação da energia hidrelétrica em relação à produção elétrica total para o

¹⁴ Baixos custos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (ACM0002, 2006).



sistema nacional interligado S-SE-CO. Porém, os resultados indicam que a margem de operação simples não se aplica ao projeto PCHs Cascata das Andorinhas, Caraguatá e Linha Três Leste.

Tabela 7 – Participação da produção de energia hidrelétrica no sistema nacional interligado S-SE-CO, de 1999 a 2003 (ONS, 2004).

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

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

Portanto, a margem de operação simples ajustada será usada aqui.

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

$$EF_{OM, simple-adjusted,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

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

Os números mais atuais do sistema interligado S-SE-CO foram obtidos do *Operador Nacional do Sistema Elétrico* (ONS) na forma de relatórios diários consolidados (ONS-ADO, 2004). Foram considerados os dados de 126 centrais, abrangendo uma capacidade instalada de 66 GW e geração de eletricidade de cerca de 828 TWh durante o período de três anos.

Os recursos de baixo custo/inflexíveis no sistema nacional interligado S-SE-CO são centrais termonucleares e hidrelétricas, consideradas livres de emissões de gases de efeito estufa, ou seja, o $COEF_{i,k}$ dessas centrais é zero. Assim, a parte de baixo custo / inflexível da Equação 5 é nula, portanto esta equação fica da seguinte forma:



$$EF_{OM, simple-adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \cdot EF_{OM-non, y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 6}$$

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

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

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

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

$$COEF_{i,j} = NCV_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot 44/12 \cdot OXID_i \quad \text{Equação 8}$$

$$\text{Assim: } F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j} = \frac{GEN_{i,j,y} \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \cdot 44/12 \cdot 3,6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,j,y}} \quad \text{Equação 9}$$

onde a variável e os parâmetros usados são:

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

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

- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO₂e/MWh) de uma amostra de centrais m , como a seguir:



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

onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogas às variáveis descritas para o método da margem de operação simples (ACM0002, versão 6, 2006) para as centrais m , com base nas informações mais atuais disponíveis sobre as centrais já construídas. O grupo de amostra m consiste em uma das seguintes:

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

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

- **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, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$).

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

Dados / parâmetro:	EF_y
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002, versão 6, 2006.
Valor aplicado:	0,2611
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O fator de emissão de linha de base (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores de margem de operação (OM) e margem de construção (BM). Os cálculos para essa margem combinada baseiam-se em dados de uma fonte oficial e disponibilizados ao público. Veja mais detalhes no Anexo 3.
Comentários:	

Dados / parâmetro:	$EF_{OM,y}$
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem de operação de CO ₂ da rede em um ano y
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002, versão 6, 2006
Valor aplicado:	0,4349
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com a ACM0002, versão 6, de 19 de maio de 2006, a opção escolhida para o cálculo do fator de emissão neste projeto é a opção (a): fator da margem de operação simples ajustada. Essa escolha se deve ao fato de que, no Brasil, ainda que a maior parte da energia produzida no país seja proveniente de energia hidrelétrica, a maioria desses investimentos de baixo custo em hidrelétricas está esgotada. Assim, surge a possibilidade de investimentos em fontes não renováveis, como em centrais termelétricas. Como as usinas térmicas usam fósfil, essas companhias acabam tendo custos operacionais mais altos do que as hidrelétricas. Como resultado, é provável que sejam deslocadas por qualquer hidrelétrica adicionada à rede. Veja mais detalhes no Anexo 3
Comentários:	

Dados / parâmetro:	$EF_{BM,y}$
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem de construção de CO ₂ da rede em um ano y
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).
Valor aplicado:	0,0872
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002, versão 6, 2006. Veja mais detalhes no Anexo 3.
Comentários:	



Dados / parâmetro:	λ_y
Unidade dos dados:	Sem unidade
Descrição:	Fração de tempo durante a qual os recursos de baixo custo/inflexíveis ficam na margem
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo ONS
Valor aplicado:	$\lambda_{2003}=0,5312$, $\lambda_{2004}=0,5055$, $\lambda_{2005}=0,5130$
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002, versão 6, 2006. Veja mais detalhes no Anexo 3.
Comentários:	

Dados / parâmetro:	Área
Unidade dos dados:	m ²
Descrição:	Área da superfície no nível completo do reservatório
Fonte dos dados usados:	Licença de Operação
Valor aplicado:	1.323
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com a Licença de Operação.
Comentários:	

B.6.3 Cálculo a priori de reduções de emissões:

Conforme descrito na seção B.6.1, as reduções nas emissões (*ER*) deste projeto são calculadas diretamente da eletricidade fornecida pelo projeto à rede (*EG*) multiplicada pelo fator de emissão (*EF*). As informações detalhadas do cálculo do fator de emissão estão descritas no Anexo 3.

A futura eletricidade fornecida pelo projeto à rede é estimada com base na capacidade instalada das centrais hidrelétricas e no fator de capacidade apresentado na Tabela 2.

Para o cálculo de EF_{OM} , primeiro os fatores λ_y são calculados como indicado na metodologia ACM0002, versão 6, 2006, com dados obtidos do banco de dados do ONS. As Figuras 9, 10 e 11 no Anexo 3 apresentam as curvas de duração da carga e os cálculos de λ_y para os anos 2003, 2004 e 2005, respectivamente.

Os resultados dos anos 2003, 2004 e 2005 são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8-- Proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem no sistema S-SE-CO para o período de 2003 a 2005 (ONS-ADO, 2006).

Ano	$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}$ [tCO ₂ /MWh]	λ_y [%]
2003	0,9823	0,5312



2004	0,9163	0,5041
2005	0,8086	0,5130

Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular $EF_{OM,simples-ajustada,2003-2005}$ como a média ponderada da capacidade de geração de $EF_{OM,simples-ajustada,2003}$, $EF_{OM,simples-ajustada,2004}$ e $EF_{OM,simples-ajustada,2005}$ e λ_y à Equação 6:

$$EF_{OM,simples-ajustada,2003-2005} = 0,4349 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

Aplicando os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico à Equação 10, os 20% da geração do sistema das mais recentemente construídas têm a maior geração anual, resultando em:

- $EF_{BM,2005} = 0,0872 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$

Com esses números, aplicando na Equação 11, temos:

$$EF_y = 0,5 \times 0,4349 + 0,5 \times 0,0872$$

- $EF_y = 0,2611 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$

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

Ano	Estimativa das emissões da atividade de projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões de linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das fugas (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa do total de reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
2007 (a partir de 15 de julho)	0	13.345	0	13.345
2008	0	24.636	0	24.636
2009	0	24.636	0	24.636
2010	0	24.636	0	24.636
2011	0	24.636	0	24.636
2012	0	24.636	0	24.636
2013	0	24.636	0	24.636
2014 (até 14 de junho)	0	11.292	0	11.292
Total (toneladas de CO ₂ e)	0	172.452	0	172.452

**B.7 Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:****B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:**

A metodologia aplicável a este projeto é a metodologia de monitoramento consolidada aprovada ACM0002, versão 6, 19/05/2006 – "Metodologia de monitoramento consolidada para a geração de eletricidade interligada à rede com emissões zero a partir de fontes renováveis".

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

Não há fugas nem emissões da atividade de projeto a serem monitoradas. O único parâmetro que precisa ser monitorado são as emissões antropogênicas de linha de base por hidrelétrica.

Um período de dados com base no monitoramento a priori é escolhido. Assim, somente a eletricidade fornecida à rede pelo projeto deve ser monitorada.

Com base na tecnologia de energia hidroelétrica, conforme descrito na Seção B.6.1 não existem emissões do projeto (PE_y) nem fugas significativas. Portanto, nenhum dado será coletado nem arquivado

Dados / parâmetro:	EG_y
Unidade dos dados:	MWh
Descrição:	Geração da eletricidade do projeto alimentada na rede em um ano y
Fonte dos dados a serem usados:	Medição de energia na planta de geração usando o relatório de geração de energia anual
Valor dos dados aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5	16.488 MWh
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição eletrônica contínua para cada 1 MW gerado e gravação semanal.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Explicados no Anexo 4
Comentários:	A eletricidade alimentada na rede é monitorada pelo Projeto e também pelo comprador de energia

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

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



Os medidores de energia são especificados pela companhia de distribuição de energia e aprovados pelo ONS.

- PCH Linha Três Leste: Elo 2180, fabricante ELO Sistemas, com sincronismo por GPS e acesso remoto por telefone celular, Classe de exatidão 2. Dez operadores estão alocados na operação da PCH. Para o gerador pequeno com capacidade de 0,83 MW, está instalado um medidor ELSTER, modelo A3RBR, com monitoramento no local. A substituição desse medidor pelo Elo 2180, o mesmo para o gerador maior, está sendo discutida para igualar os 2 (dois) sistemas de monitoramento da geração. O medidor é calibrado a cada 5 anos conforme definido pelo fabricante.
- PCH Cascata das Andorinhas: existe um medidor instalado para cada gerador, medidores eletrônicos, fabricante Nansen, modelo Spectrum-Sdat-R, que tem um sistema de leitura de dados cumulativo digital, exatidão de 0,5%. Além disso, será feito um relatório uma vez por semana. 3 operadores e 1 técnico de manutenção para a operação da PCH. O medidor foi fabricado em setembro de 2006 e tem uma vida útil de 15 anos. Em 2021, no final de sua vida útil, o medidor será substituído por um novo.
- PCH Caraguatá: atualmente está instalado um medidor COMAP Inteligen no interior do painel de controle WEG, com sincronismo por GPS e acesso remoto por telefone celular, Classe de exatidão 3. Quatro operadores estão alocados na operação da PCH. O medidor é calibrado a cada 10 anos conforme definido pelo fabricante. A manutenção é feita pela WEG quando necessário e a calibração pela COMAP. Até o início do período de crédito (Julho de 2007) será instalado um medidor eletrônico de eletricidade como nas PCHs Linha Três Leste e Cascata das Andorinhas.

Todos os medidores de energia atendem às Normas Técnicas brasileiras (ABNT) relacionadas: ABNT 14519, 14520, 14521 e 14522.

Cada companhia de distribuição de energia – Cooperluz, Ceriluz e Ceral - será responsável pelo gerenciamento do projeto, e também pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios. O fabricante é responsável pela calibração e manutenção. Para a operação da central, a cooperativa contratou operadores em tempo integral alocados em cada PCH para operar a planta. A coleta e o arquivamento dos dados estão sob responsabilidade da Cooperativa, assim como a calibração e manutenção dos equipamentos de monitoramento, para lidar com possíveis ajustes e incertezas dos dados de monitoramento, para análise dos resultados/dados relatados, para auditorias internas de conformidade dos projetos de GEE com as exigências operacionais e para ações corretivas.

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

Data de conclusão da versão final desta seção de linha de base (DD/MM/AAAA): 28/08/2006.

Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:

Empresa:	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda. (Participante do projeto)
Endereço:	Rua Padre João Manoel, 222
Código Postal + cidade:	01411-000 São Paulo, SP
País:	Brasil
Contato:	Ricardo Esparta
Cargo:	Diretor
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
Fax:	+55 (11) 3063-9069



E-mail: esparta@ecoinvestcarbon.com

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

SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / período de crédito

C.1 Duração da atividade de projeto:

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

PCH Caraguatá: 15 de dezembro de 2004

PCH Linha Três Leste: 31 de dezembro de 2003

PCH Cascata das Andorinhas: 15 de julho de 2003

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

50 anos e 0 mês

C.2 Escolha do período de crédito e informações relacionadas:

C.2.1. Período de crédito renovável

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de crédito:

15 de julho de 2007

C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:

7 anos e 0 mês

C.2.2. Período de crédito fixo:

C.2.2.1. Data de início:

Não se aplica

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica

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

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

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

O impacto ambiental do Projeto é considerado pequeno pela definição de pequenas centrais hidrelétricas do país anfitrião. Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 652, 9 de dezembro de 2003, pequenas centrais hidrelétricas devem ter uma capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km². Em geral, consiste em um projeto de hidrelétrica com reservatório, que causa um impacto ambiental mínimo.

Embora os projetos de pequenas hidrelétricas tenham impactos ambientais reduzidos devido ao pequeno tamanho das represas e dos reservatórios, os patrocinadores do projeto devem obter todas as licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras (Resolução do CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente) nº 237/97):

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

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

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

- Inundação de terras indígenas e áreas históricas quilombolas – a autorização para isso depende de resolução do Congresso Nacional;
- Inundação de áreas de preservação ambiental, legalmente definidas como Parques Nacionais e Unidades de Conservação;
- Inundação de áreas urbanas ou de comunidades rurais;
- Reservatórios onde ocorrerá expansão urbana no futuro;
- Eliminação de patrimônio natural;
- Perdas expressivas provenientes de outras utilizações de água;
- Inundação de áreas históricas protegidas; e
- Inundação de cemitérios e de outros locais sagrados.

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

- Razões para a implementação do projeto;



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

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

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

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

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

Contribuição para o Desenvolvimento Sustentável (exigência de aprovação ou carta de MDL da parte-anfitriã)

a) Contribuição para a sustentabilidade ambiental local

O projeto "Pequenas Centrais Hidrelétricas das Cooperativas do Rio Grande do Sul" faz parte da rede elétrica interligada brasileira, que transporta eletricidade a partir da capacidade instalada. Isto é explicado adicionalmente na seção sobre cenário da linha de base, na Descrição de Documentos do Projeto, que mostra que a matriz elétrica brasileira constitui-se quase que principalmente de eletricidade derivada de grandes hidrelétricas, e em parte de eletricidade térmica derivada de biomassa, carvão mineral e principalmente de gás natural, cujo uso vem aumentando desde a construção do GASBOL (gasoduto Brasil-Bolívia).

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

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

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

Todas as três PCHs já estão em operação. Muitos trabalhadores da construção civil foram alocados durante a construção, mais de 100 pessoas em cada PCH. O perfil geral do funcionário para o tipo de construção do projeto é em média uma pessoa com poucos anos de educação formal. Este perfil teria dificuldade em encontrar um emprego formal em uma economia informal, que é uma característica comum do mercado de trabalho da região.

Uma das contribuições mais importantes da construção deste projeto de hidrelétrica é que ele pode criar o potencial para a promoção do desenvolvimento regional que irá criar um maior número de empregos e melhores condições de vida.



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

Um outro ponto importante a destacar é a contribuição do Projeto das Cooperativas para o desenvolvimento de empregos de boa qualidade, e o fato de que o projeto conta com profissionais responsáveis por educar os trabalhadores e a população sobre a preservação ambiental e a prevenção de doença.

c) Contribuição para uma distribuição justa de renda

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

d) Contribuição para a capacitação e o desenvolvimento tecnológico

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

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

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

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

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

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

Elliot (2000), no seu artigo “Renewable Energy and Sustainable Futures”, propõe a mudança de um paradigma convencional para um novo paradigma de energia, o qual esteja intimamente relacionado com a proposta do Projeto das Cooperativas, “para um mundo que se move rumo a uma abordagem sustentável da geração de energia”, que tenha uma enorme influência, entre outras coisas, em um melhor meio ambiente.

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

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

Esta é a tendência do Brasil, atualmente, por que, dentre outras vantagens, o sistema elétrico sofre menos perdas, e as economias locais recebem uma maior renda. Além disso, a integração regional é desenvolvida



à medida que sistemas descentralizados e interligados à rede diminuem a vulnerabilidade do sistema elétrico do País e sua dependência de fontes de eletricidade específicas e limitadas.

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

Conclusão

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

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

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

a) Obtenção de aceitação pública

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

- PCH Linha Três Leste: A PCH desenvolve um programa de educação ambiental que envolve toda a população, inclusive 600 crianças nas escolas localizadas ao redor da central hidrelétrica. Também existem programas de reflorestamento e monitoramento da qualidade da água, motivando a conservação das áreas de preservação permanente. Além disso, existem ações de incentivo constante para plantio. A cooperativa CERILUZ desenvolve outros programas ambientais em escolas e comunidades que cobrem todas as 24 cidades onde a cooperativa atua, e promove seminários e palestras sobre água e meio ambiente, dadas por especialistas da cooperativa e biólogo contratado.
- PCH Cascata das Andorinhas: educação ambiental nas escolas da cidade de Nonoai sobre o tema "água" pela PCH. Distribuição de mudas nativas e atividades de plantio de mudas. Patrocínio e participação em programas de educação ambiental promovidos pela prefeitura. A Cooperativa CRERAL também escreve uma coluna no jornal ambiental *A visão da notícia* com circulação local.



- PCH Comandaí: a cooperativa desenvolve educação ambiental nas escolas das cidades que participam da cooperativa, com palestras e atividades em campo, como identificação de problemas ambientais, recuperação da margem do rio, plantio de mudas etc. Em 2005, 1660 estudantes, pais e professores participaram do programa. Também publica um folheto informativo para disseminar conceitos ambientais, principalmente sobre sustentabilidade.

b) Avaliação abrangente de opções

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

c) Abordagem de reservatórios existentes

Há reservatórios já existentes na região em que o projeto localiza-se, conforme listado a seguir:

- PCH Linha Três Leste: 20 km a montante no mesmo rio Ijuí existe a PCH Ruben Kesseker da Silva, e também a 20 km de distância a PCH Usina Velha no rio Potiribu.
- PCH Cascata das Andorinhas: a 40 km da mesma cidade de Nonoai e da cidade de Faxinalzinho está sendo projetada uma hidrelétrica de grande escala Monjinho com 65,8 MW.
- PCH Comandaí: não há outros reservatórios existentes ou projetados na vizinhança

d) Sustentação de rios e meios de vida

Embora seja esperado algum impacto ambiental devido ao projeto, o patrocinador do projeto compromete-se a mitigá-lo, através da estreita colaboração da comunidade local. Medidas mitigatórias e/ou compensatórias estão sendo tomadas e outras estão em curso para reduzir quaisquer impactos negativos às comunidades vizinhas ou à população em geral.

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

- PCH Linha Três Leste: 200.000 mudas nativas foram plantadas: haverá uma melhoria significativa
- PCH Cascata das Andorinhas:
- PCH Comandaí:

e) Reconhecimento de direitos garantidos e compartilhamento de benefícios

Ocorreu um pequeno deslocamento da população somente no local da PCH Caragatá que foi compensado. A inundação do reservatório não causou perda de área produtiva ou danos à fauna a partir da remoção de uma faixa estreita de vegetação nativa.

Dessa forma, não há impactos econômicos significativos nem um efeito negativo sobre os interesses e direitos da população relativos ao projeto.

Quanto ao compartilhamento de benefícios, as áreas degradadas estão sendo restauradas e há trabalho de reflorestamento em andamento e um programa específico em ação em cada PCH, conforme descrito a seguir:

- PCH Linha Três Leste: A Cooperativa CERILUZ organiza reuniões com as comunidades vizinhas, com um psicólogo para aumentar a autoconfiança e inculcar novos conhecimentos. Essas reuniões têm como objetivo melhorar a qualidade de vida pela alteração dos hábitos pessoais.
- PCH Cascata das Andorinhas: a energia gerada será fornecida a 2.500 famílias de agricultores que representam 90% dos associados.



- PCH Comandaí: A Cooperativa COOPERLUZ está apoiando técnica e financeiramente a criação da CRECAF - Central Regional de Cooperativas da Agricultura Familiar

f) Obtenção de atendimento

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

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

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

Instalações de proteção às margens do rio foram previstas, e um fluxo mínimo de água está assegurado não afetando as águas a jusante. Uma forma de transposição está sendo desenvolvida para possibilitar a passagem dos peixes.

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

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

Cada PCH do projeto possui as licenças prévia, de instalação e operação. Todas as licenças foram emitidas pela agência ambiental do Rio Grande do Sul, *Fundação Estadual de Proteção Ambiental*. A PCH Caraguatá tem a LO 7714/2004, a PCH Cascata das Andorinhas tem a LO 6117/2004 e a Linha Três Leste tem a LO 533/2005. Todas as licenças para o projeto estão disponíveis para consulta mediante solicitação, assim como os estudos ambientais.

Os projetos também foram analisados segundo as "World Commission on Dams Guidelines for Good Practice" [Diretrizes da Comissão Mundial de Reservatórios para boas práticas] (WCD, 2000) para determinar sua possível entrada e aceitação e, segundo nosso entendimento, as exigências foram atendidas porque todas as três licenças exigidas foram obtidas, todos os programas e medidas mitigatórias foram implementados.

Para cada projeto de PCH, a licença de operação foi aprovada com condições e restrições que devem ser executadas e monitoradas conforme listado na tabela abaixo. A execução desses programas é necessária para a renovação da Licença de Operação.



Tabela 9 - Programas do plano de controle ambiental

	Linha Três Leste	Cascata das Andorinhas	Caraguatá
Manter uma área de preservação permanente	X	X Inclusive a construção de uma cerca	X
Garantir uma vazão mínima a jusante da central hidrelétrica	> 8,89 m ³ /s	> 0,12 m ³ /s	> 3,0 m ³ /s
Construir um sistema de transposição para peixes no reservatório.	X		X
Controle do processo de erosão	X	X	
Recuperação da área degradada	X		X
Florestamento para compensar a área degradada	X		
Programa de educação ambiental	X	X	
Monitoramento da qualidade d'água e limnologia do rio e do afluente	X	X Semestral	X Semestral Em 4 pontos
Monitoramento e resgate da fauna e flora	X		X
Inspeção para evitar a caça e captura de animais nativos	X	X	
Construir uma rede de retenção de resíduos sólidos		X	

**SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas**

De acordo com a legislação federal e estadual, o processo de licenciamento ambiental exige audiências públicas com a comunidade local. Além disso, a mesma legislação exige o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no Diário Oficial do Estado e nos jornais regionais.

Em Caraguatá, Linha Três Leste e Cascata das Andorinhas não houve necessidade de audiência pública porque têm pequenos reservatórios e esta última não possui reservatório.

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

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

O proponente do projeto enviou essas cartas às partes interessadas para solicitar seus comentários enquanto o DCP do projeto ficou aberto para comentários no estágio de validação no website da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança de Clima (www.unfccc.int), pois qualquer pessoa pode ter acesso ao documento mencionado a partir de uma fonte legítima.

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

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

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

**Tabela 10 – Lista das partes interessadas convidadas para comentários**

Cooperative	Creral	Cooperluz		Ceriluz
SHP	Cascata das Andorinhas	Comandaí		Linha Três Leste
City Hall	Prefeitura Municipal de Nonoai	Prefeitura Municipal de Campina das Missões	Prefeitura Municipal de Salvador das Missões	Prefeitura Municipal de Ijuí
Municipal Assembly	Câmara Municipal dos Vereadores de Nonoai	Câmara Municipal dos Vereadores de Campina das Missões	Câmara Municipal dos Vereadores de Salvador das Missões	Câmara Municipal dos Vereadores de Ijuí
Municipal Environmental Agency	Secretaria de Meio Ambiente de Nonoai	Assessoria a Planejamento inside City Hall	Departamento de Educação inside City Hall	Secretaria Municipal de Saúde e Meio Ambiente
Local Community	Centro Municipal de Atendimento a Criança e ao Adolescente Adfilio Daronchi - CEMACAAD	Sociedade Familiar e Cultural São Cristóvão	Sociedade Santa Cecília	Associação de Pais de Excepcionais de Ijuí-APAE
State Environmental Agency	Fundação Estadual de Proteção Ambiental – FEPAM			
State Attorney for the Public Interest	Ministério Público do Rio Grande do Sul			
Brazilian Forum of NGOs and Social Movements for the Development and Environment)	Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente (FBOMS)			

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Para a PCH Cascata das Andorinhas, foi recebida carta da CEMACAAD e da Prefeitura Municipal de Nonoai.

Ambas expressam grande confiança nos trabalhos da CRERAL (a cooperativa responsável pela PCH) como fornecedora de eletricidade. Também demonstram que a PCH Cascata das Andorinhas tem uma boa aceitação pública devido ao seu programa de visitação aberto usado por estudantes e professores e às possibilidades de ampliar o turismo e os programas sociais.

O FBOMS também enviou uma carta sugerindo o uso de Padrão-Ouro ou de ferramentas similares.

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

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

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DE PROJETO**

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

Organização:	A Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Fronteira Noroeste Ltda. (Cooperluz)
Rua / Caixa Postal:	Av Santa Catarina, 989 Caixa Postal 206
Cidade:	Santa Rosa
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	98900-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (55) 3512-6400
FAX:	+55 (55) 3512-6400
E-mail:	
URL:	
Cargo:	
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Hedlund
Segundo Nome:	
Nome:	Benoni
Departamento:	Gerenciamento
Fax direto:	
Telefone direto:	
E-mail pessoal:	benoni@cooperluz.com.br



Organização:	Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai Ltda. (CRERAL)
Rua / Caixa Postal:	Rua Léo Neuls 113
Cidade:	Erechim
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	99700-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (54) 3520-5200
FAX:	
E-mail:	
URL:	
Cargo:	
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Faller
Segundo Nome:	Fernando
Nome:	Luiz
Departamento:	Departamento Jurídico
Fax direto:	
Telefone direto:	
E-mail pessoal:	jurídico@creral.com.br

Organização:	Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda. (CERILUZ)
Rua / Caixa Postal:	Rua do Comércio, 921
Cidade:	Ijuí
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	98700-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (55) 3332-9655
FAX:	
E-mail:	
URL:	
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Bonamigo
Segundo Nome:	Roberto
Nome:	Marlon
Departamento:	Mana
Fax direto:	
Telefone direto:	
E-mail pessoal:	bonamigo@ceriluz.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES RELATIVAS A FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

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



Anexo 3

INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE

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

A evolução natural dos dois sistemas mostra cada vez mais que haverá uma integração no futuro. Em 1998, o governo brasileiro divulgava o primeiro ramal da linha de interligação entre o S-SE-CO e o N-NE. Com investimentos de cerca de US\$ 700 milhões, a interligação tinha como objetivo principal, pelo menos na visão do governo, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região S/SE/CO poderia alimentar a região N/NE se fosse necessário e vice-versa.

Não obstante, mesmo após a interligação ter sido estabelecida, artigos técnicos ainda dividiam o sistema brasileiro em dois (Bosi, 2000):

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

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

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

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

Por fim, tem que ser levado em consideração que mesmo que os sistemas atualmente estejam interligados, o fluxo de energia entre o N-NE e o S-SE-CO é severamente limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Portanto, somente uma fração da energia total gerada nos dois subsistemas é enviada de um lado para outro. É natural que essa fração possa mudar sua direção e magnitude (até atingir a capacidade da linha de transmissão) dependendo dos padrões hidrológicos, do clima e de outros fatores não controlados. Mas ela não deve representar uma quantidade significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Deve-se também considerar que apenas em 2004 a interligação entre o sudeste e o

Sistema de Transmissão 2001-2003

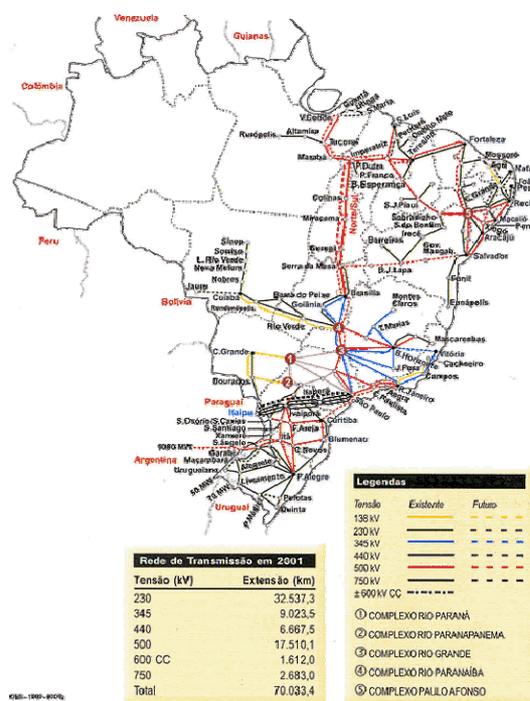


Figura 11 – Sistema Interligado Nacional (ONS)



nordeste foi concluída, isto é, se proponentes de projeto forem coerentes com o banco de dados de geração de que dispõem a contar do momento da apresentação de DCP para validação, uma situação em que o fluxo de eletricidade entre os subsistemas era até mesmo mais restrito deve ser considerada.

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

A metodologia aprovada ACM0002, versão 6, 2006, requer que os proponentes de projetos respondam por "todas as fontes de geração que servem o sistema". Dessa forma, ao aplicar a metodologia, os proponentes de projeto no Brasil deverão procurar e pesquisar todas as centrais que servem o sistema brasileiro.

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

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

Os proponentes de projetos, discutindo a viabilidade do uso desses dados, concluíram que eram as informações mais adequadas a serem consideradas na determinação do fator de emissão para a rede brasileira. Na realidade, de acordo com a ANEEL, as plantas despachadas de forma centralizada pelo ONS respondem por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalados no Brasil até a mesma data ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo Gráficos mai 2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)), que inclui a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar para o Brasil e as plantas emergenciais, que são despachadas somente em épocas de restrições de eletricidade no sistema. Portanto, mesmo que o cálculo do fator de emissão seja feito sem considerar todas as fontes de geração que atendem ao sistema, cerca de 76,4% da capacidade instalada que atende ao Brasil são considerados, o que é uma quantidade razoável quando se considera a dificuldade para obter informações de despacho no Brasil. Além disso, as demais 23,6% são plantas que não têm seu despacho coordenado pelo ONS, portanto: ou operam com base nos contratos de compra e venda de energia elétrica que não se encontram sob o controle da autoridade de despacho; ou estão localizadas em sistemas não interligados aos quais o ONS não tem acesso. Assim, essa parte não deve ser afetada pelos projetos de MDL, e esse é outro motivo para não as considerar ao determinar o fator de emissão.

Em uma tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores de projeto analisaram a opção de pesquisar os dados disponíveis, mas não oficiais, para suprir o hiato existente. A solução encontrada foi o banco de dados da Agência Internacional de Energia criado durante a realização do



estudo de Bosi *et al.* (2002). Ao mesclar os dados do ONS com os dados da IEA em uma planilha, os proponentes de projetos puderam considerar todas as fontes de geração interligadas às redes relevantes para determinar o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi considerado mais conservador ao considerar apenas dados do ONS (Tabela 11).

Tabela 11 – Fatores de emissão da margem de operação e de construção a priori e a posteriori (ONS-ADO, 2004; Bosi *et al.*, 2002)

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

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

Os dados de despacho horários agregados obtidos do ONS foram utilizados para determinar o fator lambda para cada um dos anos com dados disponíveis (2003, 2004 e 2005). A geração de baixo custo/inflexível foi determinada como a geração total menos a geração das usinas térmicas a combustível fóssil, esta foi determinada pelos dados diários de despacho fornecidos pelo ONS. Todas essas informações foram fornecidas aos validadores e discutidas amplamente com eles, para que todos os pontos ficassem bem claros. As figuras abaixo mostram as curvas de duração da carga para o três anos considerados, assim como o lambda calculado.

Tabela 12- Fatores de emissão para a rede brasileira interligada sul/sudeste/centro-oeste (fator da margem de operação simples ajustada)

Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid				
Baseline (including imports)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Load [MMh]	LCMR [MMh]	Imports [MMh]
2003	0,9823	288.933.290	274.670.644	459.586
2004	0,9163	302.906.198	284.748.295	1.468.275
2005	0,8086	314.533.592	296.690.687	3.535.252
	Total (2003-2005) =	906.373.081	856.109.626	5.463.113
	EF_{OM} simple-adjusted [tCO ₂ /MWh]	EF_{BM2005}	Lambda	
	0,4349	0,0872	λ_{2003}	
	Alternative weights	Default weights	0,5312	
	$w_{OM} = 0,75$	$w_{OM} = 0,5$	λ_{2004}	
	$w_{BM} = 0,25$	$w_{BM} = 0,5$	0,5055	
	Alternative EF_y [tCO₂/MWh]	Default EF_y [tCO₂/MWh]	λ_{2005}	
	0,3480	0,2611	0,5130	

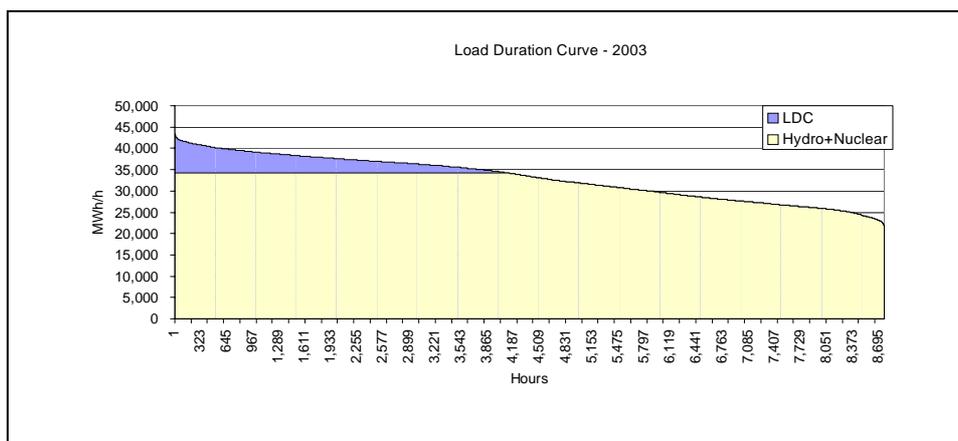


Figura 12- Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2003

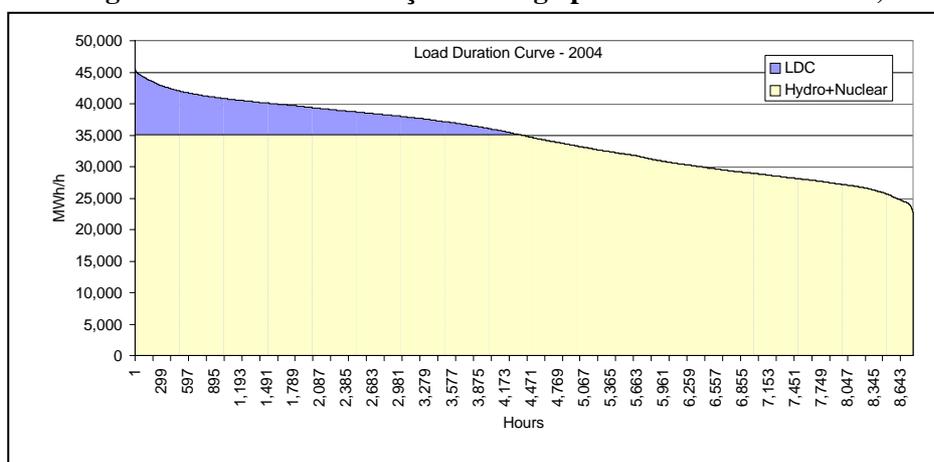


Figura 13 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2004

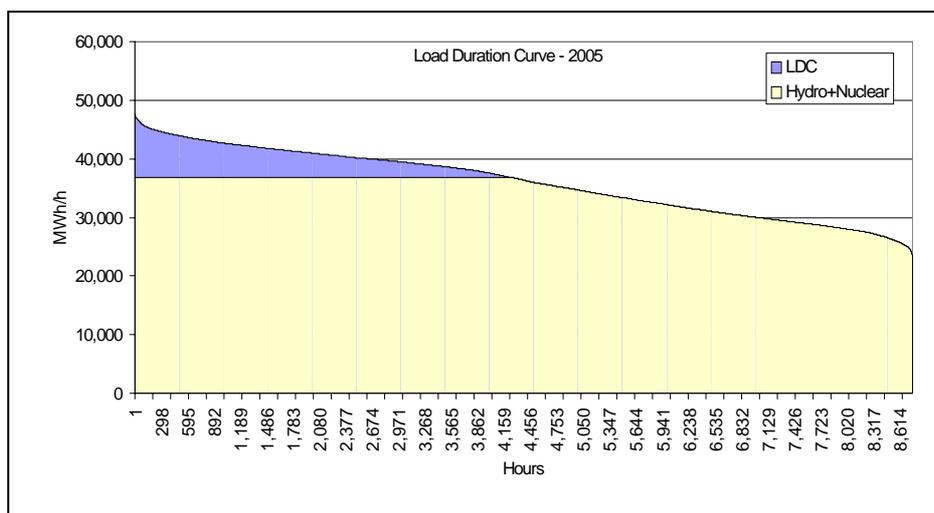


Figura 14 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2005



Tabela 13 – Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 1

	Power plant name	Subsystem	Fuel source	Operation start	Installed capacity [MW]	Fossil fuel conversion efficiency [%]	Fraction carbon oxidized [%]	Baseline [tCO ₂ /MWh]
1	TermoRio	SE-CO	natural gas	Nov-2004	423.3	50%	99.5%	0.402
2	Candonga	SE-CO	hydro	Sep-2004	140.0	100%	-	-
3	Queimado	SE-CO	hydro	May-2004	105.0	100%	-	-
4	Norte Fluminense	SE-CO	natural gas	Feb-2004	860.2	50%	99.5%	0.402
5	Jauru	SE-CO	hydro	Sep-2003	121.5	100%	-	-
6	Guaporé	SE-CO	hydro	Sep-2003	120.0	100%	-	-
7	Três Lagoas	SE-CO	natural gas	Aug-2003	306.0	32%	99.5%	0.628
8	Funil (MG)	SE-CO	hydro	Jan-2003	180.0	100%	-	-
9	Itiquira I	SE-CO	hydro	Sep-2002	156.1	100%	-	-
10	Araucária	S	natural gas	Sep-2002	484.5	32%	99.5%	0.628
11	Canoas	S	natural gas	Sep-2002	160.6	32%	99.5%	0.628
12	Piraju	SE-CO	hydro	Sep-2002	81.0	100%	-	-
13	N. Piratininga	SE-CO	natural gas	Jun-2002	384.9	32%	99.5%	0.628
14	PCT CGTEE	S	fuel oil	Jun-2002	5.0	33%	99.0%	0.902
15	Rosal	SE-CO	hydro	Jun-2002	55.0	100%	-	-
16	Ibirité	SE-CO	natural gas	May-2002	226.0	32%	99.5%	0.628
17	Cana Brava	SE-CO	hydro	May-2002	465.9	100%	-	-
18	Sta Clara	SE-CO	hydro	Jan-2002	60.0	100%	-	-
19	Machadinho	S	hydro	Jan-2002	1,140.0	100%	-	-
20	Juiz de Fora	SE-CO	natural gas	Nov-2001	87.0	32%	99.5%	0.628
21	Macaé Merchant	SE-CO	natural gas	Nov-2001	922.6	32%	99.5%	0.628
22	Lajeado	SE-CO	hydro	Nov-2001	902.5	100%	-	-
23	Eletrobolt	SE-CO	natural gas	Oct-2001	379.0	32%	99.5%	0.628
24	Porto Estrela	SE-CO	hydro	Sep-2001	112.0	100%	-	-
25	Cuiaba (Mario Covas)	SE-CO	natural gas	Aug-2001	529.2	32%	99.5%	0.628
26	W. Arjona	SE-CO	natural gas	Jan-2001	194.0	32%	99.5%	0.628
27	Uruguaiana	S	natural gas	Jan-2000	639.9	50%	99.5%	0.402
28	S. Caxias	S	hydro	Jan-1999	1,240.0	100%	-	-
29	Canoas I	SE-CO	hydro	Jan-1999	82.5	100%	-	-
30	Canoas II	SE-CO	hydro	Jan-1999	72.0	100%	-	-
31	Igarapava	SE-CO	hydro	Jan-1999	210.0	100%	-	-
32	P. Primavera	SE-CO	hydro	Jan-1999	1,540.0	100%	-	-
33	Cuiaba (Mario Covas)	SE-CO	diesel oil	Oct-1998	529.2	33%	99.0%	0.800
34	Sobragi	SE-CO	hydro	Sep-1998	60.0	100%	-	-
35	PCH EMAE	SE-CO	hydro	Jan-1998	26.0	100%	-	-
36	PCH CEEE	S	hydro	Jan-1998	25.0	100%	-	-
37	PCH Enersul	S	hydro	Jan-1998	43.0	100%	-	-
38	PCH CEB	SE-CO	hydro	Jan-1998	15.0	100%	-	-
39	PCH Escelsa	SE-CO	hydro	Jan-1998	62.0	100%	-	-
40	PCH Celesc	S	hydro	Jan-1998	50.0	100%	-	-
41	PCH CEMAT	SE-CO	hydro	Jan-1998	145.0	100%	-	-
42	PCH CELG	SE-CO	hydro	Jan-1998	15.0	100%	-	-
43	PCH CERJ	SE-CO	hydro	Jan-1998	59.0	100%	-	-
44	PCH Copel	S	hydro	Jan-1998	70.0	100%	-	-
45	PCH CEMIG	SE-CO	hydro	Jan-1998	84.0	100%	-	-
46	PCH CPFL	SE-CO	hydro	Jan-1998	55.0	100%	-	-
47	S. Mesa	SE-CO	hydro	Jan-1998	1,275.0	100%	-	-
48	PCH Eletropaulo	SE-CO	hydro	Jan-1998	26.0	100%	-	-
49	Guilmam Amorim	SE-CO	hydro	Jan-1997	140.0	100%	-	-
50	Corumbá	SE-CO	hydro	Jan-1997	375.0	100%	-	-
51	Miranda	SE-CO	hydro	Jan-1997	408.0	100%	-	-
52	Nova Ponte	SE-CO	hydro	Jan-1994	510.0	100%	-	-
53	Segredo	S	hydro	Jan-1992	1,260.0	100%	-	-
54	Taquaruçu	SE-CO	hydro	Jan-1989	554.0	100%	-	-
55	Manso	SE-CO	hydro	Jan-1988	210.0	100%	-	-
56	D. Francisca	S	hydro	Jan-1987	125.0	100%	-	-
57	Itá	S	hydro	Jan-1987	1,450.0	100%	-	-
58	Rosana	SE-CO	hydro	Jan-1987	369.2	100%	-	-
59	Angra	SE-CO	nuclear	Jan-1985	1,874.0	100%	-	-
60	T. Irmãos	SE-CO	hydro	Jan-1985	807.5	100%	-	-
61	Itaipú 60 Hz	SE-CO	hydro	Jan-1983	6,300.0	100%	-	-
62	Itaipú 50 Hz	SE-CO	hydro	Jan-1983	5,375.0	100%	-	-
63	Emborcação	SE-CO	hydro	Jan-1982	1,192.0	100%	-	-
64	Nova Avanhandava	SE-CO	hydro	Jan-1982	347.4	100%	-	-

[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 greenhouse gas

[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)

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Centrais Elétricas Brasileiras S/A. Plano anual de combustíveis - Sistema interligado S/SE/CO 2005 (released December 2004).

[6]



Tabela 14 – Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 2

65	Gov. Bento Munhoz	S	hydro	Jan-1980	1,676.0	100%	-	-
66	S. Santiago	S	hydro	Jan-1980	1,420.0	100%	-	-
67	Itumbiara	SE-CO	hydro	Jan-1980	2,280.0	100%	-	-
68	Igarapé	SE-CO	fuel oil	Jan-1978	131.0	33%	99.0%	0.820
69	Itauba	S	hydro	Jan-1978	512.4	100%	-	-
70	A. Vermelha	SE-CO	hydro	Jan-1978	1,396.2	100%	-	-
71	S. Simão	SE-CO	hydro	Jan-1978	1,710.0	100%	-	-
72	Capivara	SE-CO	hydro	Jan-1977	640.0	100%	-	-
73	S. Osório	S	hydro	Jan-1975	1,078.0	100%	-	-
74	Marimbondo	SE-CO	hydro	Jan-1975	1,440.0	100%	-	-
75	Promissão	SE-CO	hydro	Jan-1975	264.0	100%	-	-
76	Pres. Medici	S	coal	Jan-1974	446.0	33%	98.0%	1.019
77	Volta Grande	SE-CO	hydro	Jan-1974	380.0	100%	-	-
78	Porto Colombia	SE-CO	hydro	Jun-1973	320.0	100%	-	-
79	Passo Fundo	S	hydro	Jan-1973	220.0	100%	-	-
80	Passo Real	S	hydro	Jan-1973	158.0	100%	-	-
81	Ilha Solteira	SE-CO	hydro	Jan-1973	3,444.0	100%	-	-
82	Mascarenhas	SE-CO	hydro	Jan-1973	131.0	100%	-	-
83	Gov. Parigot de Souza	S	hydro	Jan-1971	252.0	100%	-	-
84	Chavantes	SE-CO	hydro	Jan-1971	414.0	100%	-	-
85	Jaquara	SE-CO	hydro	Jan-1971	424.0	100%	-	-
86	Sá Carvalho	SE-CO	hydro	Apr-1970	78.0	100%	-	-
87	Estreito	SE-CO	hydro	Jan-1969	1,050.0	100%	-	-
88	Ibitinga	SE-CO	hydro	Jan-1969	131.5	100%	-	-
89	Jupiá	SE-CO	hydro	Jan-1969	1,551.2	100%	-	-
90	Alegrete	S	fuel oil	Jan-1968	66.0	33%	99.0%	0.820
91	Campos	SE-CO	natural gas	Jan-1968	30.0	32%	99.5%	0.628
92	Santa Cruz (RJ)	SE-CO	natural gas	Jan-68	766.0	32%	99.5%	0.628
93	Paraibuna	SE-CO	hydro	Jan-1968	85.0	100%	-	-
94	Limoeiro	SE-CO	hydro	Jan-1967	32.0	100%	-	-
95	Cacaonde	SE-CO	hydro	Jan-1966	80.4	100%	-	-
96	J. Lacerda C	S	coal	Jan-1965	363.0	33%	98.0%	1.019
97	J. Lacerda B	S	coal	Jan-1965	262.0	33%	98.0%	1.019
98	J. Lacerda A	S	coal	Jan-1965	232.0	33%	98.0%	1.019
99	Bariri	SE-CO	hydro	Jan-1965	143.1	100%	-	-
100	Funil (RJ)	SE-CO	hydro	Jan-1965	216.0	100%	-	-
101	Figueira	S	coal	Jan-1963	20.0	33%	98.0%	1.019
102	Furnas	SE-CO	hydro	Jan-1963	1,216.0	100%	-	-
103	Barra Bonita	SE-CO	hydro	Jan-1963	140.8	100%	-	-
104	Charqueadas	S	coal	Jan-1962	72.0	33%	98.0%	1.019
105	Jurumirim	SE-CO	hydro	Jan-1962	97.7	100%	-	-
106	Jacui	S	hydro	Jan-1962	180.0	100%	-	-
107	Pereira Passos	SE-CO	hydro	Jan-1962	99.1	100%	-	-
108	Tres Marias	SE-CO	hydro	Jan-1962	396.0	100%	-	-
109	Euclides da Cunha	SE-CO	hydro	Jan-1960	108.8	100%	-	-
110	Camargos	SE-CO	hydro	Jan-1960	46.0	100%	-	-
111	Santa Branca	SE-CO	hydro	Jan-1960	56.1	100%	-	-
112	Cachoeira Dourada	SE-CO	hydro	Jan-1959	658.0	100%	-	-
113	Salto Grande, SP	SE-CO	hydro	Jan-1958	70.0	100%	-	-
114	Salto Grande (MG)	SE-CO	hydro	Jan-1956	102.0	100%	-	-
115	Mascarenhas de Moraes	SE-CO	hydro	Jan-1956	478.0	100%	-	-
116	Itutinga	SE-CO	hydro	Jan-1955	52.0	100%	-	-
117	S. Jerônimo	S	coal	Jan-1954	20.0	33%	98.0%	1.019
118	Carioba	SE-CO	fuel oil	Jan-1954	36.2	33%	99.0%	0.820
119	Piratininga	SE-CO	fuel oil	Jan-1954	472.0	33%	99.0%	0.820
120	Canastra	S	hydro	Jan-1953	42.5	100%	-	-
121	Nilo Peçanha	SE-CO	hydro	Jan-1953	378.4	100%	-	-
122	Fontes Nova	SE-CO	hydro	Jan-1940	130.3	100%	-	-
123	H. Borden Sub.	SE-CO	hydro	Jan-1926	420.0	100%	-	-
124	H. Borden Ext	SE-CO	hydro	Jan-1926	469.0	100%	-	-
125	I. Pombos	SE-CO	hydro	Jan-1924	189.7	100%	-	-
126	Jaguari	SE-CO	hydro	Jan-1917	11.8	100%	-	-

[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 greenhouse gas*

[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)

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. *Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de*

[6] Centrais Elétricas Brasileiras S/A. Plano anual de combustíveis - Sistema interligado S/SE/CO 2005 (released December 2004).



Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO

Monitoramento da geração de energia

A energia gerada em cada PCH é enviada diretamente para a rede de distribuição de eletricidade da cooperativa. Quando existe mais geração do que a consumida pelos membros cooperados, a quantidade excedente é enviada para a companhia distribuidora local Rio Grande Energia (RGE). Quando existe menos geração do que a consumida pelos membros cooperados, a energia da RGE é importada para a rede de distribuição da cooperativa.

Toda a energia gerada pelas PCHs está substituindo a energia da rede, não apenas a quantidade exportada para a rede. Portanto, o monitoramento será mantido no medidor de eletricidade do painel de controle da PCH.

Os dados de operação e manutenção são enviados da PCH para a sala de controle na sede da cooperativa por sinal de rádio e / ou satélite. Para a PCH Cascata das Andorinhas e a PCH Caraguatá a energia gerada é alimentada e arquivada em tempo real nas sedes administrativas das cooperativas. Para a PCH Linha Três Leste, a energia gerada é alimentada e arquivada no computador da PCH, e enviada mensalmente para a sede da cooperativa. Os dados de medição são comparados entre os medidores na saída dos geradores e os valores na sala de controle da sede da cooperativa, de forma a poder detectar quaisquer problemas (como escassez de água, os materiais no interior das turbinas, inexatidão do medidor etc). Se houver algum problema, será colocado em ação o pessoal da planta.

Os dados de geração de energia são acumulados nos medidores em cada PCH, e podem ser recuperados a qualquer momento até alcançar a sua capacidade de acumulação. Um relatório de medição é assinado mensalmente pelo administrador da cooperativa. Quando os dados forem enviados para verificação, a PCH fornecerá todos os mapas de medição.

O plano detalhado de monitoramento está disponível para consulta mediante solicitação.

Monitoramento do impacto ambiental

A Cascata das Andorinhas contratou um biólogo para monitorar os programas ambientais.

A Caraguatá tem consultoria de um engenheiro florestal, de geólogo e biólogo, trabalhando junto com os funcionários da Cooperativa.

A Linha Três Leste tem uma consultoria de terceiros contratada para monitorar os programas ambientais.

As cooperativas contrataram empresas especializadas para treinar e ajudar a executar seus programas ambientais. Os programas estão sendo executados pelos técnicos das cooperativas. Desde o início da construção, a renovação das áreas degradadas e das áreas de preservação permanente está sendo feita de acordo com as normas das agências ambientais, através de uma equipe de especialistas ambientais, que também irá monitorar a conformidade com as normas das agências ambientais. Os estudos realizados durante a fase de projeto das atividades de projeto mostraram os impactos ambientais e a interferência no desenvolvimento social na região da planta, indicando as medidas de mitigação a serem adotadas durante a fase de construção. Essas medidas estão sendo rigorosamente tomadas. Os dados sobre o impacto ambiental estão sendo arquivados pelas agências ambientais.



Os seguintes programas ambientais e sociais estão sendo monitorados atualmente:

- Renovação e reflorestamento das áreas degradadas
- Programa de monitoramento da qualidade d'água e limnologia
- Programa de monitoramento de hidrossedimentos
- Controle do processo de erosão
- Monitoramento e resgate de fauna
- Monitoramento e resgate de ictiofauna
- Educação ambiental



Anexo 5

BIBLIOGRAFIA

- ACM0002 (2006).** Metodologia de Linha de Base Consolidada Aprovada 0002 – Metodologia Consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis. Versão 6, de 19 de maio de 2006. Website: <http://cdm.unfccc.int/>.
- ANEEL (2006),** *Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração, Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração –SFG, Agência Nacional de Energia Elétrica, 15 de novembro de 2006.* Website: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37> (Resumo Geral)
- Arida, P. E. L. Bacha e A. L. Resende (2005).** *Credit, Interest, and Jurisdictional Uncertainty: Conjectures on the Case of Brazil.* [Crédito, Juros e Incerteza Jurisdicional: Conjecturas sobre o Caso do Brasil] Em F. Giavazzi, I. Goldfajn e S. Herrera (orgs.), *Inflation Targeting, Debt, and the Brazilian Experience* [Metas de inflação, dívida e a experiência brasileira], 1999 a 2003. Cambridge, MA: MIT Press.
- Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler e J.-M. Lukamba (2002).** Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OCDE and IEA information paper.
- BNDES (2000).** O setor elétrico – Desempenho 1993/1999. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, 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 website: <http://www.eletrobras.gov.br/>.
- Elliot, D. (2000).** Renewable Energy and Sustainable Futures [Energia renovável e futuros sustentáveis]. Futures 32 CTS Special ‘Sustainable Futures’ Issue [Publicação especial ‘Futuros Sustentáveis’], páginas 261 a 274, abril/maio de 2000.
- Esparta, A. R. J. (2005)** Orientação para estudo e projeto de Pequenas Hidrelétricas. Documento apresentado para qualificação de doutorado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- IBGE (2006).** Banco de dados Cidades@,. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (<http://www.ibge.gov.br/>).
- Kartha, S., M. Lazarus e M. Bosi (2002).** Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OCDE and IEA information Paper.
- OCDE (2001).** OCDE Economic Surveys: Brasil. Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris, França.
- OCDE (2004).** Environmental Outlook [Panorama Ambiental]. Organization for Economic Cooperation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico]. Website: <http://www.oecd.org/env/>
- OCDE (2005).** Estudo econômico do Brasil da OCDE 2005: Normas do setor elétrico. Organization for Economic Co-Operation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França
- ONS (2004).** De olho na energia: Histórico da energia, carga própria de energia 1999-2003. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. website: <http://www.ons.gov.br/>.



- ONS-ADO (2004).** Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários sobre todo o sistema elétrico interligado de 1º de janeiro de 2001 a 31 de dezembro de 2003. website: <http://www.ons.gov.br/>.
- Pinto Júnior, H. (2003).** Les problèmes des réformes structurelles et institutionnelles inachevées: le cas de l'industrie électrique au Brésil. *Révue de l'Énergie* **544**, 103-111,
- Schaeffer, R., J. Logan, A. S. Szklo, W. Chandler e J. C. de Souza (2000).** Electric Power Options in Brasil. Pew Center on Global Climate Change.
- SIESE (2002).** Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica: Boletim Anual. Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S/A) - MME (Ministério de Minas e Energia do Brasil). Website: http://www.eletrobras.gov.br/IN_Informe_SIESE/
- Tolmasquim, M.T. (2003) [Ed.].** Fontes Renováveis de Energia no Brasil. Editora Interciência.
- UNEP-LAC (2002).** Relatório Final da 7ª Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).
- WCD (2000).** “A New Framework for Decision-Making” [Um Novo Modelo Para Tomada de Decisões] O RELATÓRIO DA WORLD COMMISSION ON DAMS [Comissão Mundial de Reservatórios] - DAMS AND DEVELOPMENT [Reservatórios e desenvolvimento].
- WCED [CMMAD] (1987).** Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.