



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO SIMPLIFICADO
PARA ATIVIDADES DE PROJETOS DE PEQUENA ESCALA (PPE-MDL-DCP)
Versão 02**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala
- B. Metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade de projeto / período de crédito
- D. Metodologia e plano de monitoramento
- E. Cálculo das reduções nas emissões de GEE por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Informações sobre os participantes da atividade de projeto

Anexo 2: Informações relativas a financiamento público

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

Rialma Companhia Energética S/A. – Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II – Projeto de MDL de Pequena Escala.

Número da versão do DCP: 08

Data (DD/MM/AAAA): 10/11/2006.

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

O objetivo principal da Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II 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 Implementação final da WSSD, não foram declaradas metas ou cronogramas específicos; porém, sua importância foi reconhecida para o atendimento da sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio¹.

A Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II é constituída por uma pequena central hidrelétrica de fio d'água (13 MW), que tem um reservatório pequeno (2,99 km²) com um impacto ambiental pequeno.

A região em que a pequena central hidrelétrica está localizada está no final da rede, conseqüentemente, está mais suscetível a apagões. A planta contribuirá com uma rede já existente (de Formosa a Alvorada do Norte, de Iaciara a Alvorada do Norte e de Posse a Alvorada do Norte), liberando-a. Além disso, novas indústrias conseguirão vir para a região em que o projeto está localizado, contribuindo para o desenvolvimento da área.

A Rialma Companhia Energética S/A é a proprietária da Santa Edwiges II. A empresa originou-se de uma divisão na Rialma S/A Centrais Elétricas Rio das Almas para administrar especificamente as atividades da Santa Edwiges II.

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*



O projeto está localizado na região centro-oeste do Brasil. Ele está localizado no rio Buritis, entre Mambaí e Buritinópolis, estado de Goiás, na intersecção da longitude 46°11'34,6'' O com a latitude 14°21' 20,4'' S, a cerca de 300 Km de Brasília (Distrito Federal).

Mambaí e Buritinópolis são cidades com 5.397 e 3.590 habitantes, respectivamente (IBGE, 2006). Mambaí, que é considerada a cidade mais pobre do estado; possui 62,36% de sua população vivendo na área urbana. Em Buritinópolis, 51,20% da população vive na área rural.

O Projeto Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II melhora o fornecimento de eletricidade com energia hidrelétrica limpa e renovável, ao mesmo tempo em que contribui para o desenvolvimento econômico regional/local. As centrais hidrelétricas de pequena escala de fio d'água fornecem geração distribuída local, diferentemente do modo mais comum de trabalho, como as grandes centrais hidrelétricas e as de geração a gás natural construídas nos últimos 5 anos; esses projetos de pequena escala apresentam vantagens específicas para o local com relação a confiabilidade, transmissão e distribuição, o que inclui:

- maior confiabilidade e com interrupções mais curtas e com extensão menor;
- 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.

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

Pode-se afirmar que uma distribuição de renda justa é alcançada a partir da geração de empregos e de um aumento nos salários das pessoas; porém, a melhor distribuição de renda na região onde o Projeto Santa Edwiges II está localizado é obtida principalmente com menos gastos e com renda maior nos municípios locais. O capital excedente que esses municípios terão poderia ser traduzido em investimentos em educação e saúde, o que beneficiará diretamente a população local, e terá impacto indireto para uma distribuição de renda mais justa. O gasto menor ocorre devido ao fato de que o dinheiro não será mais gasto nos mesmos níveis para "importar" eletricidade de outras regiões do país através da rede. 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 e evitaria a emigração. A população local receberá benefícios econômicos em função dos royalties pagos aos municípios pelos direitos hídricos concedidos à Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II.

A.3. Participantes do projeto:

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."



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)	Rialma Companhia Energética S.A. (Privada)	Não
	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).

Tabela 1 – Parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto

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

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

O projeto Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II utiliza água do rio Buritis para gerar eletricidade, com uma capacidade instalada de 13 MW. A instalação da PCH Santa Edwiges II contém um pequeno reservatório (área do reservatório = 2,99 km²), que armazena água a fim de gerar eletricidade por curtos períodos de tempo. Os projetos de fio d'água não incluem um armazenamento significativo de água e devem, portanto, utilizar totalmente a vazão de água. Um típico esquema de fio d'água envolve um reservatório com baixo desvio, e geralmente fica em correntezas de fluxo rápido. (Figura 1).

De acordo com a Eletrobrás (1999), os projetos de fio d'água são definidos como "os projetos nos quais a vazão do rio na estação seca é a mesma ou maior que a vazão mínima exigida pelas turbinas", como é o caso do Projeto Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II. 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 maior altura manométrica na turbina.

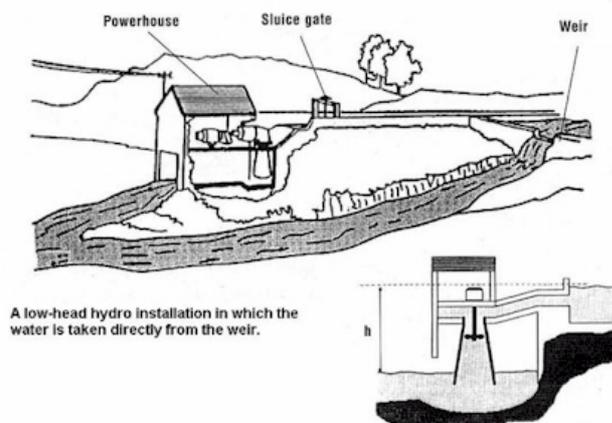


Figura 1 – Vista esquemática de uma central de fio d'água

Uma outra forma de caracterizar centrais de fio d'água advém da definição da Comissão Mundial de Reservatórios [WCD, do inglês "World Commission on Dams"] (WCD, 2000):

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

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

A tecnologia empregada no projeto Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II é bem estabelecida no setor. A turbina Francis (Figura 2) é a mais amplamente utilizada entre as hidroturbinas. Neste projeto, a turbina é produzida no Brasil com uma tecnologia sueca que melhora sua eficiência. Esta turbina é um tipo de turbina de reator hidráulico, na qual o fluxo sai das pás da turbina na direção radial. As turbinas Francis são comuns na geração de energia e são utilizadas em aplicações onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica média. A água entra na turbina através de uma carcaça com voluta, e é direcionada para as pás através de comportas de retenção. Então, a água com 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.



Figura 2 - Exemplo de uma turbina Francis

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

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 2).

Turbinas	
Tipo	Francis
Quantidade	2
Energia elétrica (MW)	6,238
Altura manométrica da água	135 m
Geradores	
Quantidade	2
Frequência (Hz)	60
Potência nominal (MVA)	6,75
Potência nominal (MW)	6,5
Tensão (KV)	6,9

Tabela 2 – Especificações dos equipamentos usados na Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II

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

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil.

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

Estado de Goiás (Centro-oeste do Brasil).

A.4.1.3. Cidade/município/comunidade etc:

Mambai e Buritinópolis

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta(s) atividade(s) de projeto de pequena escala:

O projeto está localizado no centro-oeste do Brasil, estado de Goiás, nas cidades de Mambai e Buritinópolis (latitude 14°21' 20,4''S e longitude 46°11'34,6''O) (Figura 3), e usa o potencial hídrico do rio Buritis.



Figura 3 - Divisão política do Brasil mostrando o estado de Goiás (Fonte: Portal Brasil, 2006) e a cidade de Mambai (Fonte: City Brazil, 2006).

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

Atividade de projeto de pequena escala.

Tipo 1: Projetos de energia renovável.

Identificação da categoria: Geração de energia renovável para uma rede.

Versão: 9, de 28 de Julho de 2006.

A Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II utiliza o potencial hídrico renovável do rio Buritis para fornecer eletricidade para um sistema de distribuição (rede interligada brasileira sul/sudeste/centro-oeste) e tem uma capacidade instalada de 13 MW (abaixo do limite de elegibilidade de 15 MW para projetos de pequena escala). Os equipamentos utilizados no projeto foram desenvolvidos e fabricados no Brasil.



A.4.3. Breve explicação de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa (GEEs) antropogênicos por fontes devem ser reduzidas pela atividade de projeto de pequena escala proposta, inclusive porque as reduções de emissão não ocorreriam na ausência da atividade de projeto de pequena escala proposta, levando em consideração as circunstâncias e políticas nacionais e/ou setoriais:

A Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II, um projeto de geração de energia livre de gases de efeito estufa (GEEs), propiciará reduções nas emissões de GEEs em função de deslocar a geração de termelétricas a combustível fóssil, que, de outro modo, estariam alimentando a rede interligada.

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

Para a Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II, o fator de emissão da linha de base é calculado como uma margem combinada, consistindo na margem de operação e na margem de construção do sistema elétrico relevante, conforme a metodologia ACM0002. 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 conectado por linhas de transmissão ao projeto, no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

A.4.3.1 Quantidade estimada de reduções de emissão durante o período de crédito escolhido:

Anos	Estimativa anual de reduções de emissão em [tCO ₂ e]
2007 (com início em Janeiro)	16.513
2008	16.513
2009	16.513
2010	16.513
2011	16.513
2012	16.513
2013 (até Dezembro)	16.513
Redução total estimada (tCO ₂ e)	115.589
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de crédito da redução estimada (tCO ₂ e)	16.513

Tabela 3 - Estimativa de reduções nas emissões do Projeto



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

Este projeto não recebe qualquer financiamento público e não é um desvio da ODA.

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

O projeto Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II não faz parte de uma atividade de projeto maior.

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

Tipo I - Projetos de energia renovável

B.2 Categoria de projeto aplicável à atividade de projeto de pequena escala:

Categoria I.D – Geração de eletricidade renovável para uma rede.

Esta é uma atividade de projeto de MDL de pequena escala tipo I: uma atividade de projeto de energia renovável com uma capacidade de saída máxima equivalente a 15 MW.

A capacidade da atividade de projeto proposta é a capacidade de saída máxima da PCH Santa Edwiges II, 13 MW, que não irá aumentar além de 15 MW.

O cenário de linha de base é a continuidade da situação atual com a eletricidade sendo fornecida por grandes estações termelétricas e hidrelétricas.

Cenário de linha de base

Continuidade da situação atual: eletricidade fornecida por grandes estações termelétricas e hidrelétricas.

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

O projeto atende a todos os pré-requisitos de "adicionalidade" (veja a aplicação da "ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade²", doravante denominada simplesmente "ferramenta de adicionalidade", a seguir) demonstrando que ele não ocorreria na ausência do MDL.

A "ferramenta de adicionalidade" deve ser aplicada para descrever como as emissões antropogênicas de GEEs são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência do Projeto Santa Edwiges II. A ferramenta de adicionalidade fornece um modelo geral passo a passo para demonstração e avaliação da adicionalidade. Esses passos, numerados de 0 a 5, incluem:

0. Triagem preliminar
1. Identificação de alternativas à atividade de projeto
2. Análise de investimentos e/ou
3. Análise de barreiras
4. Análise da prática comum
5. Impacto do registro de MDL

A aplicação da ferramenta de adicionalidade ao Projeto Santa Edwiges II é apresentada a seguir.

**Passo 0. Triagem preliminar com base na data inicial da atividade de projeto:**

Não se aplica.

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:**

Para definir as alternativas à atividade de projeto, existem análises bilaterais que levam em consideração a perspectiva do proprietário do projeto e a perspectiva do país.

Da perspectiva do proprietário do projeto, a alternativa à atividade de projeto é a continuidade da situação atual, isto é, o investimento do capital excedente no mercado financeiro.

Da perspectiva do país, a alternativa para produzir uma quantidade de energia semelhante à que a Santa Edwiges II deve fornecer seria usar o sistema de geração atual, que recebe eletricidade de grandes estações de energia hidrelétrica e térmica. O Brasil está cada vez mais dependente de usinas térmicas (principalmente as movidas a gás natural).

Durante um período de reestruturação de todo o mercado elétrico brasileiro, como é a atual situação brasileira, a incerteza em relação aos investimentos se constitui na principal barreira para pequenos projetos de geração de energia renovável. Esses projetos devem competir com as usinas térmicas, que normalmente atraem a atenção dos investidores financeiros.

Subpasso 1b. Cumprimento das leis e normas aplicáveis:

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

Passo 2. Análise de investimentos

Não se aplica

Passo 3. Análise de barreiras**3.a. Identificar barreiras que impediriam a implementação do tipo de atividade de projeto proposta**

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 fundamentar a análise de barreiras, apresentamos inicialmente uma sucinta visão geral do mercado de eletricidade brasileiro nos últimos anos.

² Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade. UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 16º Relatório de Reunião, 22 de outubro de 2004, Anexo 1.

Até o início da década de 90, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido a um aumento das taxas de juros internacionais e da deficiência de capacidade de investimento do Estado, o governo foi obrigado a procurar alternativas. A solução recomendada foi iniciar um processo de privatização e de regulação 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;
- Desmantelamento dos monopólios estatais, separando e privatizando as atividades de geração, transmissão e distribuição;
- Liberdade de acesso às linhas de transmissão e
- Transferência das responsabilidades de operação e planejamento para o setor privado.

Ao mesmo tempo, foram criadas três entidades: a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), criada 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, após cinco anos do processo de privatização, os resultados eram modestos (Figura 4). Apesar da expectativa elevada, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento no consumo.

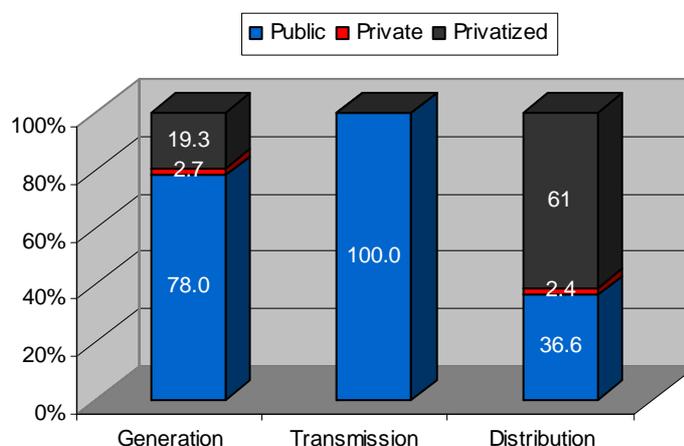


Figura 4 - Participação do capital privado no mercado de eletricidade brasileiro em dezembro de 2000 (BNDES, 2000)

O descolamento entre o PIB (aumento médio no período de 1980 a 2000) e o aumento no consumo de eletricidade (aumento médio de 5% no mesmo período) é bem conhecido nos países desenvolvidos, especialmente devido à ampliação dos serviços de fornecimento para novas áreas e à crescente infraestrutura. Foram tomadas as medidas necessárias para evitar gargalos nos serviços. Elas incluem um aumento na capacidade de geração maior que a taxa de crescimento do PIB, e pesados investimentos em

eficiência energética. No caso do Brasil, o aumento da capacidade instalada de geração (média de 4% no mesmo período) não acompanhou o crescimento no consumo, como pode ser visto na Figura 5.

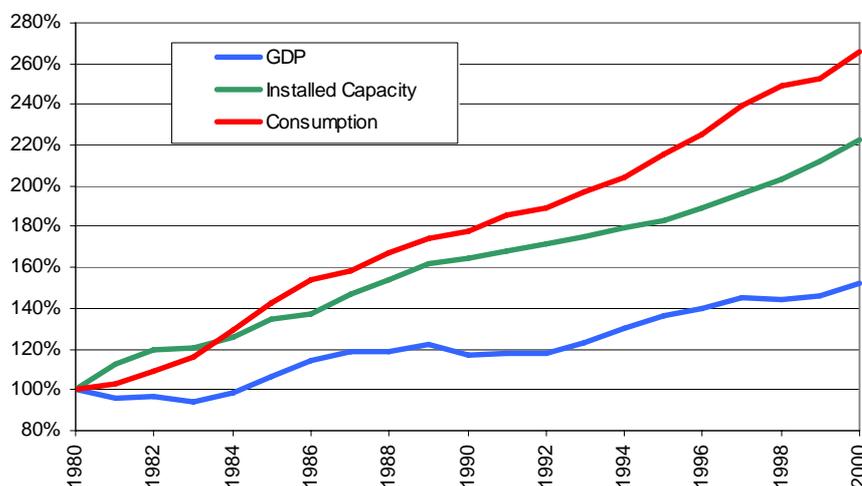


Figura 5 - Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda (consumo) de eletricidade (Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br>; IBGE, <http://www.ibge.gov.br/>)

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

A outra alternativa, aumentar o fator de capacidade das plantas antigas, foi a mais amplamente utilizada, como podemos ver na Figura 6. 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 7 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 solução de longo prazo para os problemas que, no final, causaram as interrupções e o racionamento em 2001.

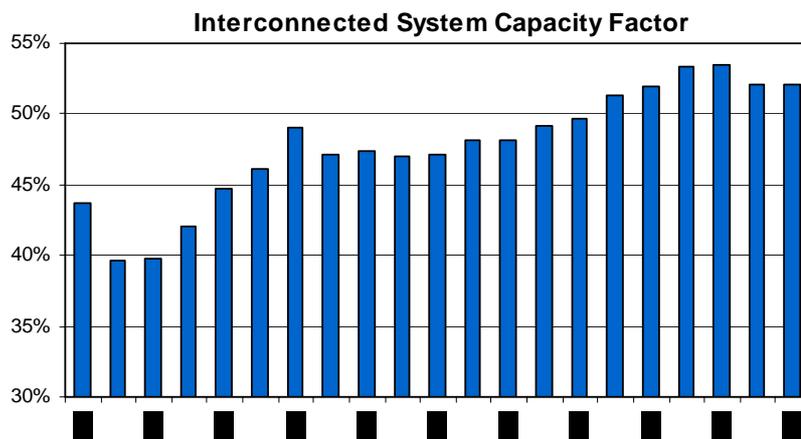


Figura 6 - Evolução da taxa da energia gerada em relação à capacidade instalada (Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br/>).

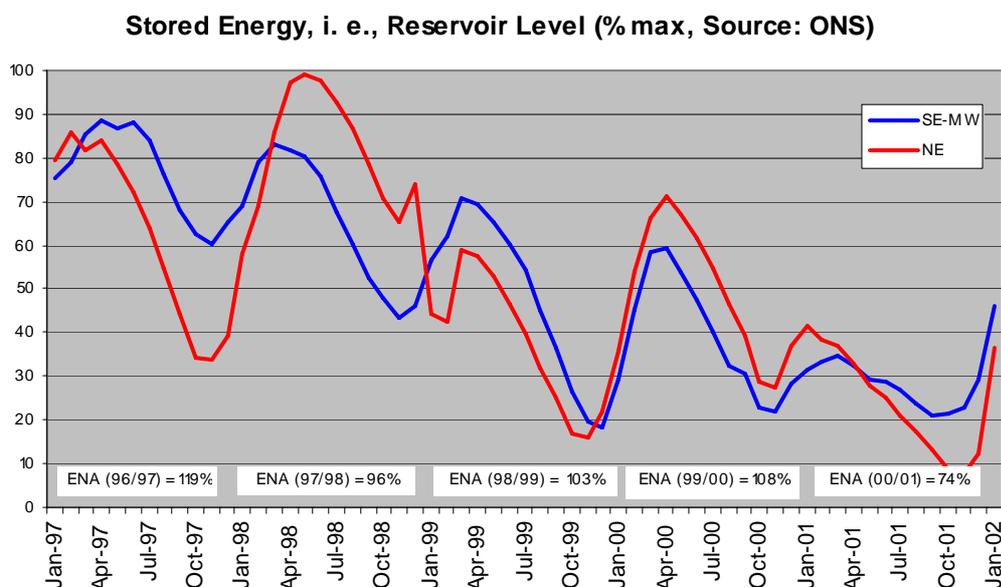


Figura 7 - Evolução da capacidade armazenada de água nos subsistemas interligados do sudeste/centro-oeste (SE-CO) e do nordeste (NE) e a intensidade da precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste comparada com a média histórica (Fonte: ONS, <http://www.ons.org.br/>)

Consciente das dificuldades desde fins da década de 90, o governo brasileiro sinalizou que era estrategicamente importante para o país aumentar a geração termelétrica e, conseqüentemente, ser menos dependente da energia hidrelétrica. Considerando isso, o governo federal lançou, no início de 2000, o PPT (*Plano Prioritário de Termelétricas*, Decreto Federal 3.371 de 24 de fevereiro de 2000 e a Portaria 43 do Ministério das Minas e Energia de 25 de fevereiro de 2000), planejando originalmente a construção de 47 usinas termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada nova até dezembro de 2003. Durante 2001 e início de 2002, o plano foi reduzido para 40 usinas



e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004 (Art. 29 da Lei Federal 10.438 de 26 de abril 2002). Em dezembro de 2004 havia 20 centrais em operação, totalizando aproximadamente 9.700 MW.

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

Está claro que a energia hidrelétrica é e continuará sendo 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 centrais hidrelétricas para gás natural (Schaeffer *et al.*, 2000). Com as descobertas de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003, a política de utilizar gás natural para gerar eletricidade continua sendo uma possibilidade e continuará a gerar interesse de investidores da iniciativa privada no setor energético brasileiro.

No poder desde janeiro de 2003, o governo recém-eleito decidiu analisar 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 de eletricidade e o fornecimento serão coordenados por uma demanda em "pool" a ser estimada pelas companhias distribuidoras, que terão que contratar 100% da sua demanda projetada de eletricidade durante os 3 a 5 anos seguintes. Essas projeções serão enviadas a uma nova instituição denominada *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 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 isso, 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.

Barreira para investimentos (Financiamento de longo prazo)

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 alta volatilidade aliada a uma forte desvalorização, impedindo efetivamente que os bancos comerciais fornecessem financiamento de dívida de longo prazo às companhias locais. A inexistência de um mercado de dívida de longo prazo teve um grande impacto negativo no financiamento de projetos de energia no Brasil. As taxas de juros do Real têm se mantido em um patamar extraordinariamente alto, desde que o plano Real estabilizou a inflação em 1994.

As taxas de juros dos financiamentos na moeda local são significativamente mais altas do que as taxas em dólar norte-americano. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES é o único fornecedor de empréstimos de longo prazo. O financiamento de dívidas do BNDES é realizado principalmente através dos bancos comerciais. O mercado de crédito é dominado por vencimentos mais curtos (de 90 dias a 1 ano) e as linhas de crédito de longo prazo estão disponíveis somente para os tomadores de empréstimo corporativos mais fortes e para iniciativas especiais do governo. O crédito fica restrito ao curto prazo no Brasil ou ao longo prazo em dólares no exterior.

Os mercados financeiros internos com vencimento de um ano ou mais praticamente não existem no Brasil. A experiência tem demonstrado que em momentos de tensão financeira a duração dos instrumentos de poupança contratados cai a níveis próximos a um dia, com uma grande concentração em



depósitos bancários overnight. Os poupadores não entram em contratos financeiros de longo prazo, em razão da incapacidade de determinar o preço da incerteza envolvida na preservação do valor do poder de compra (Arida et al., 2004).

A falta de financiamentos de longo prazo locais decorre da relutância dos credores e poupadores em aumentar o prazo dos seus investimentos. Faz os poupadores optarem pelos investimentos mais líquidos e colocarem 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 COPOM³.

A taxa SELIC tem apresentado alta volatilidade, variando de um mínimo de 15% a.a. em janeiro de 2001 até um máximo de 45% a.a. em março de 1999. A Figura 8 mostra a taxa SELIC após janeiro de 2004.

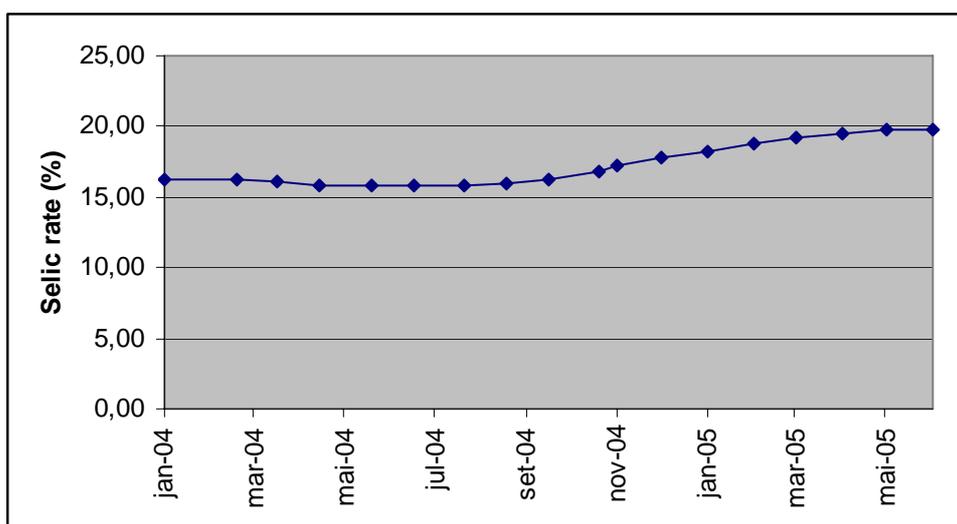


Figura 8 - Taxa SELIC (Fonte: Banco Central do Brasil, <http://www.bcb.gov.br/>)

A atividade de projeto de pequena hidrelétrica proposta está em desenvolvimento com uma estrutura com base nas finanças do projeto. Para financiar a construção, o patrocinador do projeto contratou a linha de financiamento do FCO (*Fundo Constitucional do Centro-Oeste*) no valor de R\$ 20 milhões. Este apoio financeiro cobre apenas 46,5% dos custos do projeto, com uma taxa de juros de 12% por um período de 87 meses e período de carência de 21 meses.

O projeto foi criado com uma TIR (Taxa Interna de Retorno) financeira esperada de cerca de 14,89% ao ano, sem o benefício das receitas das RCEs. A TIR do projeto é muito semelhante à taxa SELIC em vigor na época do financiamento, embora o projeto seja um investimento de maior risco, se comparado aos títulos do governo brasileiro. A inclusão das receitas das RCEs aumenta a TIR do projeto

³ COPOM – Comitê de Política Monetária



de 14,89% para 16,11%. Esse aumento no retorno, embora pequeno, compensaria parcialmente o risco adicional do investidor com este projeto.

É importante notar que a comparação direta entre a taxa SELIC e a TIR não é exata e a idéia não é apresentar uma análise de benchmark, mas definir um parâmetro como referência. Como um projeto de energia é um investimento com risco maior que um título do governo, é necessário ter um retorno financeiro muito maior, em comparação com a taxa de referência 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.

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 o patrocinador do projeto proteja o 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.

O alto nível das garantias exigidas para financiar um projeto de energia no Brasil representa uma barreira para o desenvolvimento de novos projetos. Seguro, garantias financeiras, assessorias financeiras são exigências que aumentam o custo do projeto e se constituem em barreiras para a obtenção de financiamento para o projeto. Além disso, o projeto normalmente não é financiado com base nas suas finanças e o desenvolvedor fica exposto ao risco de um financiamento adicional.

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 concessionárias no Brasil não possui risco de crédito satisfatório, o que representa uma barreira para a obtenção de financiamentos de longo prazo.

Devido aos vários programas e incentivos que foram considerados ao longo dos últimos anos, mas que nunca foram implementados com sucesso, é fácil observar a dificuldade e as barreiras para implementar projetos de pequena hidrelétrica no país. O primeiro programa foi chamado PCH-COM e estruturado no final de 2000/início de 2001. Em fevereiro de 2001 a tarifa planejada era R\$ 67,00/MWh, que era o preço de referência da "fonte de energia competitiva" ou o custo médio regular das adições de geração de energia, mas o preço de referência de mercado da fonte de PCH na época era cerca de R\$ 80,00/MWh. Apesar da tarifa mais baixa, o incentivo contava com a garantia do CCVE e com a fonte de financiamento especial. O programa não foi bem-sucedido por causa das garantias exigidas e das cláusulas do contrato. Ou seja, 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 promulgada para incentivar o setor. Durante a primeira audiência pública do Proinfa no início de 2003, a tarifa planejada da PCH era de 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 publicou a Portaria nº 45, que estabeleceu a tarifa em R\$ 117,02/MWh (com base em março de 2004 e reajustada pelo IGP-M). Em janeiro de 2005, estava em torno 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 não foi considerada suficiente. Isso significa que nos último cinco anos o governo teve que apresentar uma nova proposição (ou incentivo) ao ano para convencer desenvolvedores a investir no setor de pequenas hidrelétricas.



A Santa Edwiges II possui um CCVE com a CELG - *Companhia Energética de Goiás*, não regido pela lei do Proinfa. Sua tarifa é de R\$ 131,79/MWh (a partir de agosto/05). Esse CCVE com a CELG será válido por 10 anos. O Proinfa possui incentivos como CCVE de 20 anos com a Eletrobrás e linha de financiamento específica com o BNDES.

Por causa de todas as dificuldades expostas e apesar de todos os incentivos do governo, existem 213 projetos de PCH aprovados no Brasil⁴, entre 1998 e 2005, cuja construção ainda não foi iniciada. E somente 1,3% da energia elétrica gerada no país vem das PCHs. A conclusão é que os incentivos do MDL desempenham um papel muito importante para vencer as barreiras financeiras mencionadas anteriormente.

Falta de Infra-estrutura

As regiões em que os projetos localizam-se são isoladas e não desenvolvidas. Falta infra-estrutura, como estradas, fornecimento de energia elétrica, comunicações e transporte confiáveis. Além disso, não havia pessoal qualificado disponível nas regiões, 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\$ 45). No meio de 2004 o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). Essa volatilidade relativamente alta do preço da eletricidade no Brasil, embora no curto prazo, contribui para dificultar a análise do mercado pelos desenvolvedores.

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

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

⁴ Fonte: ANEEL - *Agência Nacional de Energia Elétrica*.

**Passo 4. Análise da prática comum:****Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade de projeto proposta:****Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:**

Um dos pontos que deve ser considerado na análise de investimento em um projeto de pequena hidrelétrica é 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 esses projetos, que fornecerão CCVEs de longo prazo e condições especiais de financiamento. A Santa Edwiges II não está participando do programa e está abordando o mercado à medida que estrutura seus projetos.

Os desenvolvedores do projeto consideram que as garantias requeridas pelo BNDES para o financiamento do projeto são um tanto quanto excessivas. Embora este seja o procedimento do Banco para minimizar o risco enquanto instituição financiadora, este processo é entendido como uma barreira de mercado. Outros riscos e barreiras estão relacionados a questões técnicas e operacionais associadas com pequenas hidrelétricas, inclusive a capacidade de cumprir o contrato CCVE e as possíveis multas por não cumprimento do contrato.

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

A maioria dos desenvolvedores que financiou seus projetos fora do Proinfa considerou a entrada no MDL como fator decisivo para a conclusão dos seus projetos.

Assim, segundo nosso conhecimento, a vasta maioria dos projetos semelhantes que está sendo desenvolvida no país participam do programa Proinfa e não do MDL. No entanto, não existe nenhuma restrição oficial para projetos oriundos de políticas públicas participarem do MDL..

O setor de energia elétrica sofreu por ficar mais de um ano (2003 a 2004) sem regulamentação e, mesmo atualmente, a legislação não está ainda 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 o projeto, é uma barreira para os investimentos em projetos de energia renovável no país. 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/financeira⁵:

⁵ Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.



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

Em virtude das razões mencionadas acima, somente 1,3% da capacidade instalada do Brasil provém de fontes de pequenas hidrelétricas (1,2 GW de um total de 88,7 GW). Além disso, dos 6.934 MW em construção no país, somente 403 MW são de pequenas hidrelétricas. Em 2004, somente 9 projetos de pequenas hidrelétricas, um total de apenas 5,22 MW, foram autorizados pela agência reguladora⁶. Muitos outros projetos ainda se encontram em desenvolvimento, esperando melhores oportunidades de investimento.

A prática comum no Brasil tem sido a construção de centrais hidrelétricas de grande escala e, mais recentemente, de centrais termelétricas a combustível fóssil, com gás natural, que também recebem incentivos do governo. Já 21,3% da energia gerada no país vem de centrais termelétricas, e a tendência é que esse número aumente nos próximos anos, pois 42% dos projetos aprovados entre 1998 e 2005 são de centrais termelétricas (comparado com somente 14% de PCHs)⁷.

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

No mais recente leilão de energia, que ocorreu em 16 de dezembro de 2005, no Rio de Janeiro, foram dadas 20 concessões para novas centrais, das quais somente duas eram PCHs (28 MW). Do total de 3.286 MW vendidos, 2.247 MW (68%) virão de centrais termelétricas, dos quais 1.391 se originam de centrais termelétricas a queima de gás natural, ou seja, 42% do total vendido⁸.

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.

⁶ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

⁷ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

⁸ Rosa, Luis Pinguelli. Brasileiro. *Jornal Folha de São Paulo*, 28 de dezembro de 2005.



Passo 5. Impacto do registro de MDL

De acordo com a legislação brasileira⁹ pequenas centrais hidrelétricas são centrais hidrelétricas com capacidade instalada de mais de 1 MW e de até 30 MW e com área de reservatório inferior a 3 km². Em geral, consistem em uma hidrelétrica de fio d'água que possui um impacto ambiental mínimo.

Esse não é o cenário de negócios usual em um país em que se dá preferência a grandes projetos hidrelétricos e térmicos a combustível fóssil. Com o benefício financeiro proveniente das RCEs, espera-se que outros desenvolvedores de projeto se beneficiem dessa nova fonte de receitas e decidam, então, desenvolver esses projetos. Um aumento de cerca de 100 a 200 pontos base, proveniente das RCEs se constituiria em um importante fator para a decisão de iniciar um projeto desses.

O MDL possibilitou que alguns investidores instalassem pequenas centrais hidrelétricas 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.

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

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

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

- Nordeste: O rio São Francisco é o principal fornecedor de eletricidade para esta região. Existem sete centrais hidrelétricas no rio com uma capacidade total instalada de cerca de 10,5 GW.
- 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.
- Norte: 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.

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 (Figura 9) onde a atividade de projeto está localizada é considerado um limite.

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

Sistema de Transmissão 2001-2003

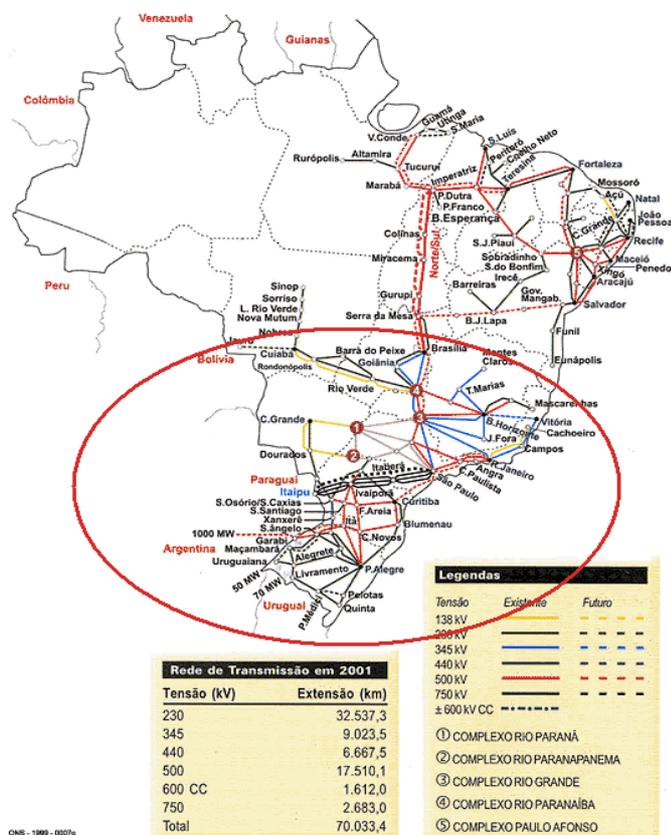


Figura 9 - Sistema Brasileiro Interligado (Fonte: ONS, <http://www.ons.org.br/>)

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

B.5. Detalhes da linha de base e seu desenvolvimento:

O projeto terá capacidade instalada de 13 MW, portanto, é um projeto de MDL de pequena escala. E aplicam-se os M&P simplificados para atividade de projeto de MDL de pequena escala, Categoria I. D.

De acordo com a metodologia aprovada AMS-1.D, uma margem combinada (*CM*), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (*OM*) e da margem de construção (*BM*) deve ser calculada de maneira transparente e conservadora conforme descrito na metodologia aprovada ACM0002.

De acordo com a metodologia selecionada aprovada (ACM0002, versão 6, de 19 de maio de 2006), o fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como sendo uma margem combinada (*CM*), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (*OM*) e da margem de construção (*BM*). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser



despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

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

- **1º PASSO** - Calcule o(s) fator(es) de margem operacional 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 segunda alternativa, a margem de operação simples ajustada, será usada aqui.

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

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

Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
 - $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) em ano(s) y ,
 - $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO_2 e de combustível i (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).
- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO_2e/MWh) de uma amostra de centrais m , conforme indicado a seguir:



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

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

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

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

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

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

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , por padrão, são 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0.5$). Podem ser usados pesos alternativos, desde que $w_{OM} + w_{BM} = 1$ e seja apresentada evidência apropriada justificando os pesos alternativos.

O fator de emissão da linha de base é calculado na seção E.1.2.4.

Data de conclusão da versão final desta seção de linha de base (DD/MM/AAAA): 26/05/06.

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

Empresa:	Ecoinvest Carbon Assessoria Ltda.
Endereço:	Rua Padre João Manoel, 222
Código postal + cidade:	01411-000 São Paulo, SP
País:	Brasil
Contato:	(Sr.) Ricardo Esparta
Cargo:	Diretor
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
Fax	+55 (11) 3063-9069
Email pessoal:	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 de pequena escala:****C.1.1. Data de início da atividade de projeto de pequena escala:**

09/01/2006

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

30a-0m.

C.2. Escolha do período de crédito e informações relacionadas:**C.2.1. Período de crédito renovável:****C.2.1.1. Data de início do primeiro período de crédito:**

01/01/2007 (esta é uma data estimada)

C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:

7a-0m.

C.2.2. Período de crédito fixo:

Não se aplica.

C.2.2.1. Data de início:

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

**SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia de monitoramento e plano:****D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto de pequena escala:**

De acordo com a opção (a) do Tipo I, Categoria D das categorias de atividades de projeto de MDL de pequena escala contidas no Apêndice B das M&P simplificados para atividade de projeto de MDL de pequena escala, o monitoramento deve consistir na medição da eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

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

Esse Plano de Monitoramento foi escolhido conforme sugerido na opção (a) do Tipo I, Categoria D das categorias de atividades de projeto de MDL de pequena escala contidas no Apêndice B das M&P simplificados para atividade de projeto de MDL de pequena escala e se aplica às adições de capacidade elétrica a partir de centrais hidrelétricas de fio d'água de pequena escala

**D.3 Dados a serem monitorados:**

Número de identificação	Tipo dos dados	Variável dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico/ impresso)	Por quanto tempo serão mantidos os dados arquivados ?	Comentário
1	Geração de eletricidade	Geração da eletricidade do projeto alimentada na rede	MWh	M	Medição de 15 minutos e gravação mensal	100%	Formato eletrônico e impresso	Durante o período de créditos e dois anos depois	A eletricidade alimentada na rede é monitorada pelo projeto (vendedor de RCE) e pelo comprador de energia. Medição da energia interligada à rede.
2	Fator de emissão de CO ₂	Fator de emissão de CO ₂ da rede	tCO ₂ /MWh	C	Na validação	0%	Formato eletrônico	Durante o período de créditos e dois anos depois	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos.
3	Fator de emissão de CO ₂	Fator de emissão da margem de operação de CO ₂ da rede	tCO ₂ /MWh	C	Na validação	0%	Formato eletrônico	Durante o período de créditos e dois anos depois	
4	Fator de emissão de CO ₂	Fator de emissão da margem de construção de CO ₂ da rede	tCO ₂ /MWh	C	Na validação	0%	Formato eletrônico	Durante o período de créditos e dois anos depois	

Proprietária dos créditos e operadora do projeto, a Sociedade de Propósitos Específicos Rialma Companhia Energética S.A. (indicada em A.3. Participantes do projeto) é a autora e responsável por todas as atividades relacionadas ao gerenciamento, registro, monitoramento, medição e elaboração de relatórios do projeto.

**D.4. Explicação qualitativa de como os procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) são realizados:**

Dados (Indicar a tabela e o número de identificação, p.ex. 3.-1; 3.2).	Nível de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo)	Explicar os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados ou porque esses procedimentos não são necessários.
D.3-1.	Baixo	<i>Esses dados serão usados para calcular as reduções de emissão.</i>
D.3-2.	Baixo	<i>Os dados não precisam ser monitorados</i>
D.3-3.	Baixo	<i>Os dados não precisam ser monitorados</i>
D.3-4.	Baixo	<i>Os dados não precisam ser monitorados</i>

D.5. Descreva de forma sucinta a estrutura de operação e gerenciamento que o(s) participante(s) do projeto irão implementar para monitorar as reduções de emissão e quaisquer efeitos de fugas gerados pela atividade de projeto:

Não se aplica

D.6. Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento:

Empresa:	Ecoinvest Carbon Assessoria Ltda.
Endereço:	Rua Padre João Manoel, 222
Código postal + cidade:	01411-000 São Paulo, SP
País:	Brasil
Contato:	(Sr.) Ricardo Esparta
Cargo:	Diretor
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
Fax	+55 (11) 3063-9069
Email pessoal:	esparta@ecoinvestcarbon.com

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

**SEÇÃO E.: Estimativa das emissões de GEEs por fontes:****E.1. Fórmulas usadas:****E.1.1 Fórmulas selecionadas como fornecido no Apêndice B:**

De acordo com as atividades da metodologia de linha de base contidas no Apêndice B dos M&P simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, como é o caso da Santa Edwiges II, as reduções nas emissões são as decorrentes da aplicação da fórmula mencionada no item B.5.

E.1.2 Descrição de fórmulas quando não fornecidas no Apêndice B:**E.1.2.1 Descrever as fórmulas usadas para estimar as emissões antropogênicas via fontes de GEEs em razão da atividade de projeto dentro do limite do mesmo:**

Em conformidade com o documento “*Thresholds and criteria for the eligibility for the hydroelectric power plants with reservoirs as CDM project activity*”¹⁰, as emissões provenientes do reservatório, se houver alguma, devem ser estimadas considerando a densidade de potência (W/m^2) da planta.

Considerando que a PCH Santa Edwiges II possui uma capacidade instalada de 13 MW e um pequeno reservatório de 2,99 km^2 , sua densidade de potência é de 4,35 W/m^2 . Neste caso um fator de emissão de 90 gCO_2eq/kWh deve ser aplicado. Em aplicando este fator, as emissões devido ao reservatório de Santa Edwiges II são apresentadas na tabela abaixo.

Ano	Energia (MWh)	Fontes de Emissão (tCO ₂)
Total 2007 (desde Janeiro)	94.520	8.507
Total 2008	94.520	8.507
Total 2009	94.520	8.507
Total 2010	94.520	8.507
Total 2011	94.520	8.507
Total 2012	94.520	8.507
Total 2013 (até Dezembro)	94.520	8.507

Tabela 4 – Emissões da atividade de projeto devido ao reservatório**E.1.2.2 Descrever as fórmulas usadas para estimar as fugas em razão da atividade de projeto, onde necessário, para a categoria de projeto aplicável no Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala**

Não se aplica (As emissões de GEE pela atividade de projeto são zero).

¹⁰ EB 23 Report, Annex 5



E.1.2.3 A soma de E.1.2.1 e E.1.2.2 representa as emissões da atividade de projeto de pequena escala:

Year	Emissions by sources (tCO ₂)	Leakage (tCO ₂)	Project Emission (tCO ₂)
Total 2007 (desde Janeiro)	8.507	0	8.507
Total 2008	8.507	0	8.507
Total 2009	8.507	0	8.507
Total 2010	8.507	0	8.507
Total 2011	8.507	0	8.507
Total 2012	8.507	0	8.507
Total 2013 (até Dezembro)	8.507	0	8.507

Tabela 5 – Emissões da atividade de projeto

E.1.2.4 Descrever as fórmulas usadas para estimar as emissões antropogênicas via fontes de GEEs na linha de base, usando a metodologia de linha de base para a categoria de projeto aplicável no Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala:

De acordo com a metodologia aprovada AMS-1.D, uma margem combinada (*CM*), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (*OM*) e da margem de construção (*BM*) conforme descrito na metodologia aprovada ACM0002.

Conforme a ACM0002, versão 6, 2006, um fator de emissão da linha de base (*EF_y*) é calculado como uma margem combinada (*CM*), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (*OM*) e da margem de construção (*BM*) de acordo com os seguintes três passos:

- **1º PASSO** - Calcule o(s) fator(es) de margem de emissão operacional 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/inflexíveis¹¹ 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 8 mostra a participação da energia hidrelétrica em relação à produção elétrica total para o sistema brasileiro interligado S-SE-CO. Porém, os resultados indicam que a margem de operação simples não se aplica ao projeto Atiaia.

Ano	Participação de energia hidrelétrica (%)
-----	--

¹¹ Baixos custos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (ACM0002, 2006).

1999	94,0
2000	90,1
2001	86,2
2002	90,0
2003	92,9

Tabela 6 – Participação da produção de energia hidrelétrica no sistema interligado nacional S-SE-CO, de 1999 a 2003 (ONS, 2004)

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

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

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

Onde:

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

Os números mais atuais do sistema interligado S-SE-CO foram obtidos do *Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)* na forma de relatórios diários consolidados (ONS-ADO, 2004). Foram considerados os dados de 120 centrais, abrangendo uma capacidade instalada de 63,6 GW e geração de eletricidade de cerca de 828 TWh durante o período de três anos. Com os números do ONS, a Equação 4 é calculada, como descrito a seguir:

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

Onde:

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

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

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

Onde:

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

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

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

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

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

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

Onde a variável e os parâmetros usados são:



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

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

Os fatores λ_y são calculados como indicado na metodologia ACM0002, versão 6, 2006, com dados obtidos do banco de dados do ONS. As Figuras 10, 11 e Figure 12 apresentam as curvas de duração da carga e os λ_y cálculos para os anos 2002, 2003 e 2004, respectivamente. Os resultados dos anos 2002, 2003 e 2004 são apresentados na Tabela 5.

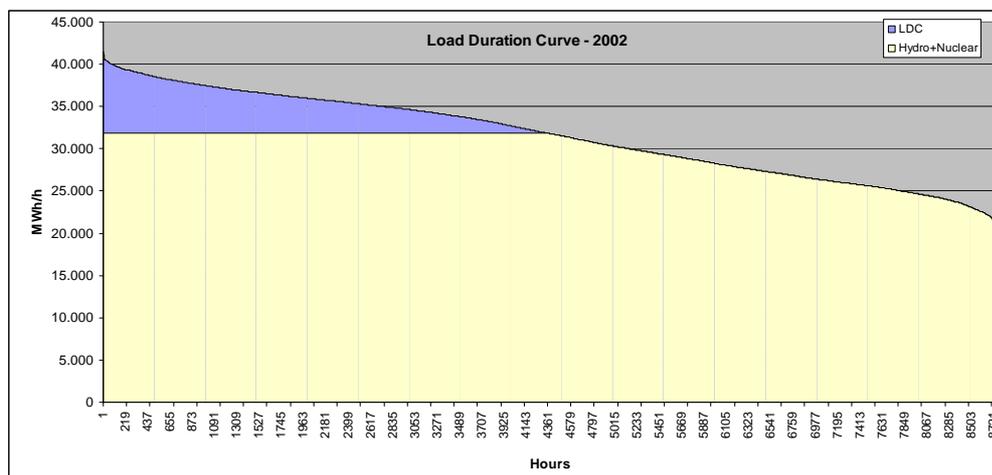


Figura 10 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2002

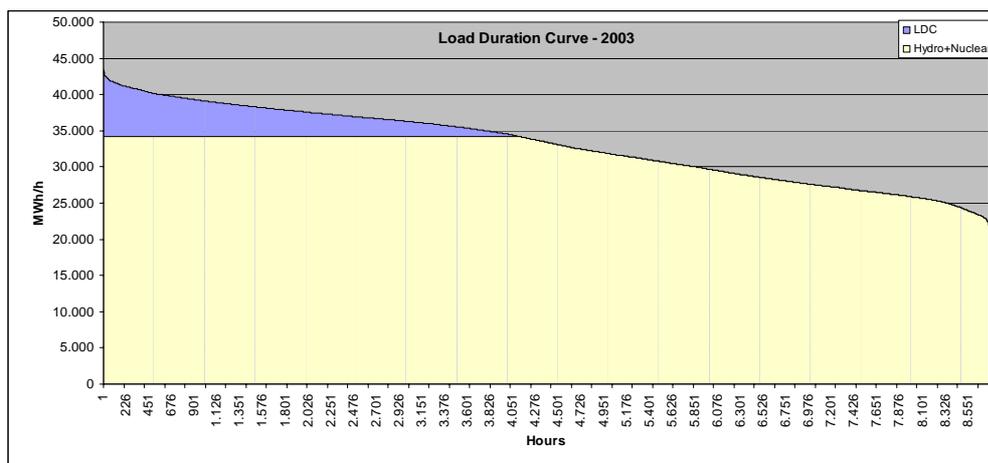


Figura 11 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2003

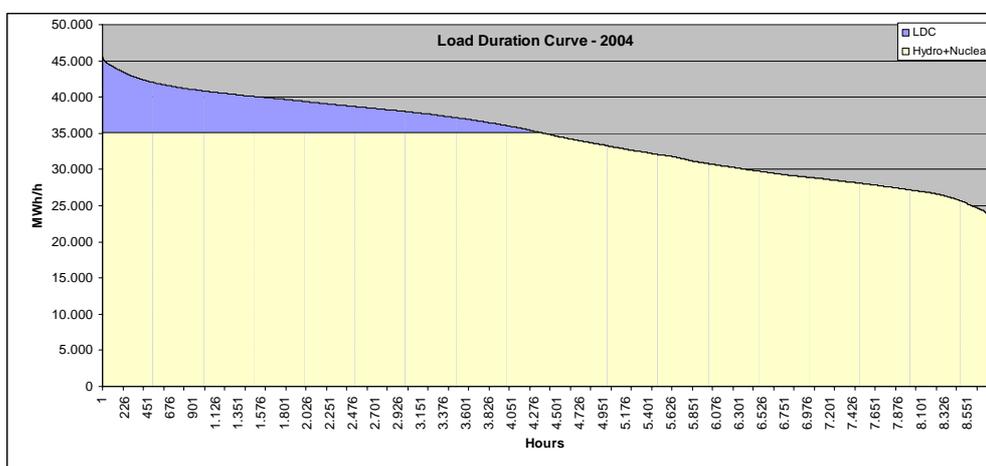


Figure 12 – Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2004

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

Tabela 7 - Proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem no sistema S-SE-CO para o período de 2002 a 2004 (ONS-ADO, 2005).

Com os números do ONS, o primeiro passo foi calcular os fatores lambda e os fatores de emissão para a margem de operação simples. Os valores obtidos podem ser vistos na Tabela 5, nas Figuras 10, 11 e 12.

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



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

- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO₂e/MWh) de uma amostra de centrais m , conforme indicado 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 plantas m , com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as plantas já construídas. O grupo de amostra m consiste em uma das seguintes:

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

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

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

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

Como mencionado na metodologia ACM002 os participantes do projeto escolheram a opção 1, que consiste em calcular o fator de emissão da margem de operação $EF_{BM,y}$ a priori.

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

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

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , por padrão, são 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0.5$). Com estes números:

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

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



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

Geração de energia de projeto monitorada	(MWh)	(A)
Fator da taxa de emissão da linha de base	(tCO ₂ /MWh)	(B)
(A) x (B)	(tCO ₂)	

O ONS (*Operador Nacional do Sistema Elétrico, Centro Nacional de Operação do Sistema, Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional*, relatórios diários de 1 de janeiro de 2002 a 31 de dezembro de 2004) forneceu os dados brutos de despacho para toda a rede interligada brasileira. As seguintes fontes de dados foram relevantes para o cálculo da linha de base:

- O sistema elétrico brasileiro tem estado historicamente dividido em dois subsistemas: norte/nordeste (n/ne) e sul/sudeste/centro-oeste (s/se/co). Isso se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido perto dos maiores centros consumidores do país.

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

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

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

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

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

"Para países extensos com diferentes circunstâncias dentro das suas fronteiras e diferentes redes elétricas com base nessas regiões diferentes, linhas de base de 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 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.



Hoje em dia, o sistema elétrico brasileiro compreende cerca de 91,3 GW de capacidade instalada, com 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. (Aneel, 2005. <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Na verdade, esta última capacidade inclui principalmente 6,3 GW da parte paraguaia da Itaipu Binacional, uma central hidrelétrica operada pelo Brasil e Paraguai, mas cuja energia é quase que totalmente enviada para a rede brasileira.

A metodologia aprovada de pequena escala do tipo I.D requer que os proponentes de projeto respondam por "todas as fontes de geração que servem o sistema". Desta forma, ao aplicar esta metodologia, os proponentes de projeto no Brasil deverão buscar por, 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 MW instalados no Brasil até a mesma data (Aneel, 2005. http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf) o 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, muito embora o cálculo do fator de emissão seja efetuado sem considerar todas as fontes geradoras que atendem ao sistema, cerca de 76,4% da capacidade instalada que serve o Brasil são levadas em conta, o que é um valor justo, se olharmos para a dificuldade em obter informações sobre despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são centrais que não têm o seu despacho coordenado pelo ONS, pois: ou operam com base em 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. Descobriu-se que o fator de emissão calculado era mais conservador, ao considerar apenas dados do ONS (Tabela 6).

Year	$EF_{OM\ non-low-cost/must-run}$ [tCO ₂ /MWh]		EF_{BM} [tCO ₂ /MWh]	
	Ex-ante	Ex-post	Ex-ante	Ex-post
2001-2003	0.719	0.950	0.569	0.096

Tabela 8 – Fatores de emissão da margem de operação e de construção a priori e a posteriori (ONS-ADO, 2004; Bosi *et al.*, 2002)

Portanto, considerando todo o fundamento lógico explicado, desenvolvedores de projeto optaram pelo banco de dados, considerando apenas as informações do ONS, pois este foi capaz de focar devidamente a questão de determinar o fator de emissão e de o fazer 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 (2002, 2003 e 2004). A geração de baixo custo/inflexível foi determinada conforme a ACM0002, sendo esta determinada pelos dados diários de despacho fornecidos pelo ONS. A tabela abaixo mostra os resultados finais para os três anos considerados, bem como o fator lambda calculado.

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

Tabela 9 - Fatores de emissão para a rede brasileira interligada sul/sudeste/centro-oeste (fator de margem de operação simples ajustada).

E.1.2.5 A diferença entre E.1.2.4 e E.1.2.3 representa as reduções nas emissões em razão da atividade de projeto durante um período determinado:

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

$$ER_y = (EF_y \cdot EG_y) - PE_y \quad \text{Equação 12}$$

Como a atividade de projeto não está adicionando capacidade de energia renovável nem uma atualização de uma instalação existente, EG_y (produção de eletricidade) = TE_y (eletricidade real produzida na planta)

E.2 Tabela que fornece os valores obtidos na aplicação das fórmulas acima:



Considerando uma linha de base de 0,2647 tCO₂e/MWh, a implementação do projeto Santa Edwiges II interligado à rede elétrica interligada brasileira irá gerar uma redução anual estimada de 16,513 tCO₂e e uma redução total de 115.589 tCO₂e em 7 anos, até e inclusive 2013.

Potência instalada: 13 MW

Linha de base interligada: 0.2647 tCO₂/MWh

Fator de capacidade: 83%

Ano	Geração (MWh) EGy	Dias de operação	tCO ₂ abatido	Emissões do projeto (tCO ₂)	Redução de Emissão	Total de tCO ₂ abatido (acumulado)
Total 2007 (desde Janeiro)	94.520	365	25.020	8.507	16.513	16.513
Total 2008	94.520	365	25.020	8.507	16.513	33.025
Total 2009	94.520	365	25.020	8.507	16.513	49.538
Total 2010	94.520	365	25.020	8.507	16.513	66.051
Total 2011	94.520	365	25.020	8.507	16.513	82.564
Total 2012	94.520	365	25.020	8.507	16.513	99.076
Total 2013 (até Dezembro)	94.520	365	25.020	8.507	16.513	115.589

Tabela 10 – Reduções estimadas nas emissões do projeto da pequena hidrelétrica Santa Edwiges II

SEÇÃO F.: Impactos ambientais:

F.1. Se exigido pela parte anfitriã, documentação da análise dos impactos ambientais da atividade de projeto:

Em relação às permissões regulatórias, a Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II possui autorização emitida pela ANEEL (Resolução da ANEEL n° 116, emitida em 5 de abril de 2001) para operar como produtor independente de energia elétrica, bem como um despacho da mesma agência que



altera a potência instalada de 12,1 MW para 13 MW (Despacho ANEEL nº. 1,183, emitido em 2 de Junho de 2006).

Em relação às permissões ambientais, é exigido que o proponente de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão e operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou de qualquer atividade que possa ocasionar degradação ambiental obtenha uma série de permissões da agência ambiental do respectivo estado. Além disso, qualquer uma dessas atividades exige a preparação de um relatório de avaliação ambiental, antes da obtenção das permissões de construção e operação. Três tipos de permissão são necessários. O primeiro é a permissão preliminar (*Licença Prévia* ou L.P.) emitida durante a fase de planejamento do projeto e que contém as exigências básicas que devem ser atendidas durante os estágios de construção e de operação. O segundo é a permissão de construção (*Licença de Instalação* ou L.I.) e o último é a permissão de operação (*Licença de Operação* ou L.O.).

A preparação de uma Avaliação do Impacto Ambiental é obrigatória para obter as licenças de instalação e operação. No processo foi preparado um relatório contendo uma investigação dos seguintes aspectos:

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

Da perspectiva do processo ambiental existem dois tipos de pequenos projetos hídricos: (a) os que precisam preparar somente um RAP (*Relatório Ambiental Preliminar*) e (b) os que precisam definir outras avaliações, denominadas EIA (*Estudo de Impacto Ambiental*) e RIMA (*Relatório de Impacto Ambiental*). Posteriormente, a agência ambiental local pode solicitar outra avaliação denominada P.B.A (*Projeto Básico Ambiental*) para os dois tipos de projeto.

Para iniciar o processo de obtenção de licenças ambientais todo projeto hídrico tem que confirmar que o seguinte não ocorrerá:

- Inundação de terras indígenas e áreas históricas quilombolas;
- Inundação de áreas de preservação ambiental;
- Inundação de áreas urbanas;
- Inundação de áreas onde ocorrerá expansão urbana no futuro próximo;
- 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 o RAP (*Relatório Ambiental Preliminar*), que é composto basicamente pelas seguintes informações:

- Razões para a implementação do projeto;



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

O resultado de um envio bem-sucedido 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) será necessário apresentar um destes: (a) informações adicionais do estudo anterior; ou (b) um novo estudo simplificado mais detalhado; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, conforme resolução da agência ambiental local na LP emitida. A licença de operação (LO) será obtida como resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção, realizados para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local foram satisfeitas.

O projeto possui as licenças ambientais necessárias. As permissões/licenças de operação foram emitidas pela agência ambiental do estado, a AGMA (*Agência Goiana de Meio Ambiente*); a LO no. 731/2005 foi emitida em 06 de Junho de 2006. A LI foi emitida em 14 de maio de 2004 e a LP, em 27 de abril de 2001. Todos os documentos relacionados ao licenciamento ambiental e operacional são públicos e podem ser obtidos na agência ambiental do estado (AGMA-GO).

SEÇÃO G. Comentários das partes interessadas:

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

A Resolução brasileira 279 do CONAMA de junho de 2001 estabelece que as centrais hidrelétricas com menos de 10 MW de potência instalada não precisam elaborar um EIA (Estudo de Impacto Ambiental). A Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II é uma central hidrelétrica com 13 MW. Quando é necessário elaborar o EIA, também é exigida uma audiência pública.

No entanto, a legislação exige o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no *Diário Oficial do Estado* e no jornal regional para que o processo seja público e para permitir comentários das partes interessadas.



A audiência pública ocorreu durante o processo que envolveu todas as cidades que de alguma forma são afetadas pelo projeto, como Alvorada do Norte, Mambaí, Posse e Buritinópolis. Todos os comentários foram favoráveis ao projeto, pois ele irá aumentar a renda das pessoas e as ofertas de emprego.

Também foi solicitado pela agência ambiental local um Projeto Básico Ambiental, que está sendo executado pela Naturae Consultoria Ambiental Ltda junto com a comunidade de Mambaí e envolve:

- Programa de saneamento ambiental e de saúde
- Programa de educação ambiental;
- Programa de monitoramento da água;
- Programa de monitoramento da ictiofauna;
- Programa de reabilitação de áreas degradadas;
- Programa de limpeza de áreas degradadas da bacia; e
- Programa de resgate da fauna.

Além dos comentários das partes interessadas, solicitados para obtenção das licenças ambientais, a Autoridade Nacional Designada brasileira, "*Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*", solicita comentários das partes interessadas locais e o relatório de validação emitido por uma EOD autorizada de acordo com a Resolução nº 1, emitida em 11 de setembro de 2003, para fornecer a carta de aprovação. A Resolução determina cópias das solicitações de comentários enviadas pelos proponentes de projetos pelo menos aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades de projeto:

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

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

- *Prefeitura Municipal de Buritinópolis*
- *Prefeitura Municipal de Mambaí*
- *Câmara Municipal de Buritinópolis*
- *Câmara Municipal de Mambaí*
- *Agência Ambiental de Goiás*
- *Secretaria do Meio Ambiente de Buritinópolis*
- *Secretaria do Meio Ambiente de Mambaí*
- *Ministério Público do Estado de Goiás (Defensoria Oficial dos Interesses Públicos do Estado de Goiás)*
- *FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente*



- *Associação dos Pequenos Agricultores do Gerais*
- *Associação Comunitária dos Pequenos Produtores Agrícolas do Médio Nordeste Goiano*

O DCP do projeto está aberto para comentários no estágio de validação no website da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança de Clima (<http://cdm.unfccc.int/>), pois qualquer pessoa pode ter acesso ao documento mencionado a partir de uma fonte legítima.

G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Todos os comentários da audiência pública foram favoráveis ao projeto, uma vez que ele irá aumentar a renda das pessoas e as ofertas de emprego. Como a permissão de operação foi emitida, isso é uma evidência de que a audiência pública ocorreu e de que não houve comentários relevantes relativos ao projeto. Além disso, nenhum comentário foi recebido até agora com relação às cartas-convite enviadas para as partes interessadas.

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

Todos os comentários recebidos no processo de licenciamento foram favoráveis, de forma que não foi necessário considerá-los. O projeto foi desenvolvido conforme planejado e seguindo as solicitações feitas pela agência ambiental e a legislação correspondente.

O artigo de pesquisa preparado pelo Projeto Pequena Central Hidrelétrica Santa Edwiges II que analisa o impacto ambiental da planta na região está disponível mediante solicitação.

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

Organização:	Rialma Companhia Energética S.A.
Rua/Caixa Postal:	SAAN Quadra 03 lote 600
Cidade:	Brasília
Estado/Região:	Distrito Federal
CEP:	70632-300
País:	Brasil
Telefone:	+ 55 (61) 3234-4214
FAX:	+ 55 (61) 3361-5388
URL:	
Representado por:	
Cargo:	Gerente de engenharia
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Macedo
Segundo nome:	
Nome:	Bruno
Departamento:	Gerente de contratos
Celular:	
Fax direto:	
Tel. direto:	
Email pessoal:	bmrialma@terra.com.br

Organização:	Ecoinvest Carbon
--------------	------------------



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



INFORMAÇÕES RELATIVAS À FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

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