



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

Conteúdo

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

Anexos

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

Anexo 2: Informações relativas a financiamento público

Anexo 3: Informações da linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

Anexo 5: Bibliografia



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

A.1. Título da atividade de projeto

ARAPUtanga Centrais ELétricas S. A. - ARAPUCCEL -Projeto de Pequenas Centrais Hidrelétricas (doravante denominado “Projeto Arapucel”).

Número da versão do DCP: 05

Data: 01 de Junho de 2006

A.2. Descrição da atividade de projeto

O objetivo principal do projeto Arapucel 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 no Brasil (e da região da América Latina e Caribe).

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

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

Neste cenário, a *Brennand Energia*, a empresa holding, começou a considerar em investir em pequenos projetos de geração de energia renovável (termo e hidro) no Brasil. Um dos principais empreendimentos da empresa, o Projeto Arapucel, em desenvolvimento desde 2001, explora o potencial

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



de energia hidrelétrica em três localidades do Rio Jauru, próximas das cidades de Araputanga e Jauru, no estado do Mato Grosso, no Centro-Oeste do Brasil.

O projeto consiste de três pequenas centrais hidrelétricas (“PCH”, *Pequena Central Hidrelétrica*), PCH Alto Jauru (20,0 MW), PCH Indiavaí (28,0 MW) e PCH Ombreiras (26,0 MW), totalizando uma capacidade instalada de 74 MW. As centrais estão localizadas no rio Jauru, no estado do Mato Grosso, região Centro-Oeste do Brasil. O projeto está sendo desenvolvido em três fases. A primeira fase teve início no primeiro semestre de 2001, e foi concluída em setembro de 2002, quando a PCH de Alto Jauru iniciou sua operação. A segunda fase terminou em julho de 2004, quando a PCH de Indiavaí começou a operar, acrescentando 28 MW ao Projeto Arapucel. A terceira fase do projeto é a implementação da PCH de Ombreiras, a qual acresceu mais 26 MW à capacidade instalada do projeto. Ombreiras está em funcionamento desde julho de 2005. Este DCP aplica às três fases.

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.

O Projeto Arapucel melhora o fornecimento de eletricidade através de 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, com interrupções mais curtas e menos extensas
- menores exigências com relação à margem de reserva
- energia de melhor qualidade
- perdas menores nas linhas
- controle da energia reativa
- mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição; e
- maior capacidade do sistema com investimentos de T&D (transmissão e distribuição) menores

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 distribuição de renda melhor na região onde o Projeto Arapucel está localizado é obtida com menos gastos e com renda maior nos municípios locais. O capital excedente que esses municípios terão poderia ser traduzido em investimentos em educação e saúde, o que beneficiará diretamente a população local, e terá impacto indireto para uma distribuição de renda mais justa. 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. A população local terá benefícios econômicos em função dos royalties pagos aos municípios em função dos direitos hídricos concedidos à Arapucel.

O Programa Proinfa. A Lei No. 10.438, promulgada em abril de 2002, criou o *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica* - Proinfa. Uma das metas desta iniciativa, dentre outras, é aumentar a participação de fontes de energia renováveis no mercado brasileiro de eletricidade, contribuindo assim para uma maior sustentabilidade ambiental. Para atingir tais metas, o governo



brasileiro designou a estatal federal de energia elétrica (Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – “Eletrobras”), para atuar como principal tomador da energia elétrica gerada pelas centrais de Energia Alternativa no Brasil, celebrando contratos de compra de energia de longo prazo ("PPAs"), com produtores de Energia Alternativa, a um preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrada dos consumidores finais no Brasil.

O Projeto Arapucel começou a construção em 2001, antes que a legislação do Proinfa entrasse em vigor. Ademais, foi elegível em 2002, e não foi aplicado então devido a determinadas incertezas do programa. Como tal, não tem acesso às vantagens financeiras do programa. Por este motivo, o projeto pode ser visto como um exemplo de uma solução pelo setor privado para a crise de eletricidade brasileira de 2001, o qual contribui para o desenvolvimento sustentável do Brasil.



A.3. Participantes do projeto

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

O nome da parte envolvida (*) ((anfitriã) indica uma parte anfitriã)	Participantes de projeto de entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) (*) (conforme o caso)	Informe se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não).
Brasil (anfitrião)	Araputanga Centrais Elétricas S.A (Entidade Privada)	Não
	Arapucel Indiavaí S.A (Entidade Privada)	Não
	Arapucel Ombreiras S.A (Entidade Privada)	Não
(*) Em conformidade com as modalidades e procedimentos de MDL, à época em que o DCP de MDL tornar-se público na etapa de validação, uma Parte envolvida poderá ou não ter obtido sua aprovação. À época em que o registro for solicitado, será necessário aprovação pela(s) Parte(s) envolvida(s).		

Tabela 1 – Parte(s) e entidades privadas/públicas envolvidas na atividade do Projeto Arapucel.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto

As três instalações do Projeto Arapucel utilizam água do rio Jauru para gerar eletricidade (com uma capacidade total instalada de 74 MW). Todas as instalações do Projeto Arapucel são centrais de fio d'água, que contam com reservatórios com baixo desvio, os quais armazenam água para gerar eletricidade durante breves períodos. Os esquemas de fio d'água não incluem um armazenamento significativo de água e devem portanto, utilizar totalmente a vazão de água do rio. Um típico esquema de fio d'água envolve um reservatório com baixo desvio, e geralmente fica em correntezas de fluxo rápido. (Figura 1). Um reservatório com baixo desvio aumenta o nível de água 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 central 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 2). De acordo com a legislação brasileira (Eletrobrás 1999), projetos de fio d'água são definidos como "projetos em que a vazão do rio na estação seca seja a mesma ou mais alta do que a taxa mínima necessária para as turbinas", e pequenos projetos de energia hidrelétrica são aqueles com capacidade instalada igual ou inferior a 30 MW e área de reservatório igual a ou menor que 3 km².

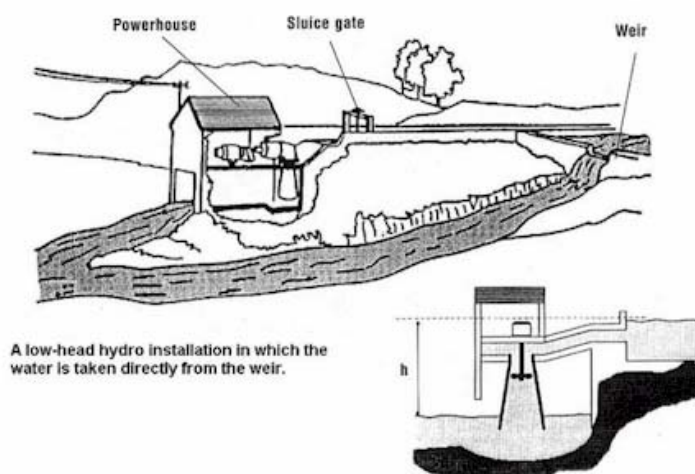


Figura 1 – Vista esquemática de uma central de fio d'água



Figura 2 – Vista aérea das centrais (Alto Juru, à esquerda, e Indiavaí)

De acordo com os desenvolvedores de projeto, o mínimo necessário para cada turbina é:

Alto Juru: $9,1 \text{ m}^3/\text{s}$

Ombreiras: $16,8 \text{ m}^3/\text{s}$

Indiavaí: $8,5 \text{ m}^3/\text{s}$

Considerando que a central pode ser operada com uma única turbina, a vazão mínima exigida é o mesmo valor.

Para determinar a vazão do rio na estação seca, foram utilizados dados fornecidos pela Aneel, indicando a vazão média mensal do rio no local de atividade do projeto, de 1931 a 1997.



<u>Vazão Mensão Média</u>	<u>Jan</u>	<u>Fev</u>	<u>Mar</u>	<u>Abril</u>	<u>Maio</u>	<u>Jun</u>	<u>Jul</u>	<u>Ago</u>	<u>Set</u>	<u>Out</u>	<u>Nov</u>	<u>Dez</u>
Alto Jauru (1931 a 1992)	84,0	87,4	94,1	80,8	71,7	66,9	64,3	61,3	60,2	63,6	67,5	74,8
Ombreiras (1931 a 1997)	88,8	102,9	117,8	95,2	76,1	67,3	62,3	58,0	55,8	56,2	60,6	70,7
Indiavaí (1931 a 1995)	82,0	95,0	108,7	87,9	70,3	62,1	57,5	53,5	51,5	51,9	55,9	65,3

Tabela 2 - Vazão média mensal do rio Jauru no local da central.

Rigorosamente, o inverno (junho a setembro) é a estação seca na região. Para a finalidade do projeto, serão utilizados os menores valores (agosto a outubro). Segundo os números na tabela, a vazão média na estação seca é ainda maior do que a vazão mínima exigida para a operação das turbinas das três centrais.

Além disso, uma das exigências para o projeto era a garantia de uma vazão mínima a jusante de 80% da vazão média mínima do rio na estação seca.

Portanto, para compreensão dos participantes do projeto, as instalações do projeto Arapucel podem ser consideradas uma central de fio d'água, de acordo com os critérios apresentados.

A.4.1. Localização da atividade de projeto

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s)

Brasil.

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

Região macro geográfica Centro-Oeste brasileiro, estado do Mato Grosso. (Figura 3)

A.4.1.3. Cidade/município/comunidade, etc

Araputanga, Indiavaí e Jauru (Figura 3).



Figura 3 - Posição geográfica das cidades de Araputanga, Indaiavai e Jauru
(Fonte: <http://www.citybrazil.com.br/>).

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

As unidades do projeto localizam-se ao longo do rio Jauru, no estado do Mato Grosso. O rio Jauru faz parte da bacia do rio Paraguai (Figura 4).

A região do Projeto Arapucel, em torno do Rio Jauru, compreende diversas pequenas cidades no estado do Mato Grosso. As instalações localizam-se na região sudoeste do estado do Mato Grosso. A principal cidade da parte sudoeste do estado é Cáceres. A principal atividade econômica é a pecuária, a qual tornou a região um dos principais fornecedores de carne para o Sudeste e para o exterior. Embora a região próxima do Rio Jauru, bem como o estado do Mato Grosso, possua altas taxas de crescimento econômico, tem havido falta de desenvolvimento de infra-estrutura, o que tem sido um obstáculo para novos investimentos na região.

Tão logo o Projeto Arapucel esteja plenamente operacional, ele beneficiará cerca de 240 mil habitantes do sudoeste do estado do Mato Grosso, abrangendo uma área superior a 75 mil km², e gerando 350 empregos diretos. Este novo e mais confiável fornecimento de eletricidade é o principal catalisador social e econômico na região, que mostra um crescimento substancial no setor de agropecuária.

As coordenadas geográficas exatas das centrais do Projeto Arapucel são: (Figura 5):

- Alto Jauru - 15° 02' 47'' latitude sul, 58° 45' 09'' longitude oeste
- Indaiavai - 15° 15' 49'' latitude sul, 58° 43' 12'' longitude oeste
- Ombreiras - 15° 02' 23'' latitude sul, 58° 44' 03'' longitude oeste

A turbina Francis, usada na PCH Alto Jauru e na PCH Indiavaí, é a mais amplamente utilizada entre as hidroturbinas (Figura 6). 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.

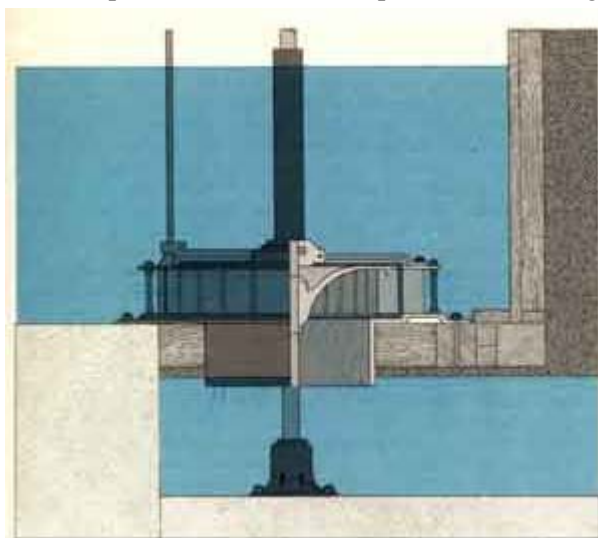


Figura 6 – Turbina Francis

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

A PCH Ombreiras usa uma tecnologia de turbina diferente. Ombreiras instalou duas turbinas Kaplan para gerar eletricidade (Figura 7). As turbinas Kaplan são bem adaptadas a situações em que haja uma baixa altura manométrica e um grande volume de descarga. As pás de passagem ajustáveis permitem uma alta eficiência durante os períodos de carga parcial e há uma redução muito pequena na eficiência devido à variação de carga ou de altura manométrica. Devido a recentes desenvolvimentos, a faixa de aplicações da turbina Kaplan tem aumentado de forma significativa. Por exemplo, elas estão sendo aplicadas para explorar muitas fontes hidrográficas anteriormente descartadas por motivos econômicos e ambientais. As pás de passagem ajustáveis são acrescidas à complexidade da construção de uma turbina Kaplan. O mecanismo de operação da pá de passagem consiste de um cabeçote de óleo sob pressão, um servomotor de passagem e da haste de operação da pá dentro do eixo.

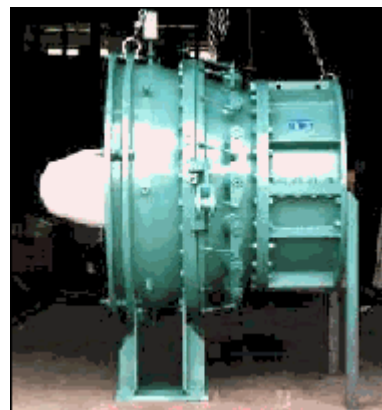
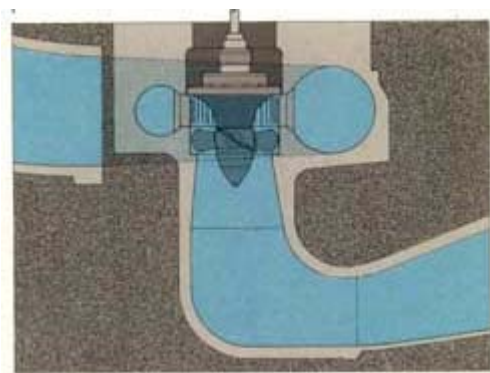


Figura 7 –Turbina Kaplan (Fonte: Water Wheel Factory, <http://www.waterwheelfactory.com/>).

O equipamento e a tecnologia utilizados no Projeto Arapucel foram aplicados de forma bem-sucedida a projetos semelhantes no Brasil e no mundo. Segue uma descrição técnica das instalações:

PCH Alto Jauru:

- Vazão média (período crítico): 30,00 m³/s
- Vazão média (período prolongado): 39,00 m³/s
- Área do reservatório: 0,14 km²
- Volume útil do reservatório (10⁶ m³): 0,38
- Volume máximo do reservatório (10⁶ m³): 0,38
- Altura manométrica: 44,70 m
- Capacidade instalada: 20 MW
- Turbina: 2 Turbinas, Vatech Francis, eixo horizontal, 257 rpm
- Gerador: 2 Toshiba síncrono, 11,7 MVA, 13,8 kV, 60 Hz
- Vazão nominal da turbina: 26,00 m³/s

PCH Indiavaí:

- Vazão média (período crítico): 31,00 m³/s
- Vazão média (período prolongado): 70,00 m³/s
- Área do reservatório: 0,38 km²
- Volume útil do reservatório (10⁶ m³): 3,45
- Volume máximo do reservatório (10⁶ m³): 3,45
- Altura manométrica: 32,10 m
- Capacidade instalada: 28 MW
- Turbina: 4 Turbinas, Vatech Francis, eixo horizontal, 257 rpm
- Gerador: 2 geradores Toshiba síncrono, 17,5 MVA, 13,8 kV, 60 Hz
- Vazão nominal da turbina: 24,3 m³/s

PCH Ombreiras:

- Vazão média (período crítico): 50,20 m³/s



- Vazão média (período prolongado): 76,00 m³/s
- Área do reservatório: 2,9 km²
- Volume útil do reservatório (10⁶ m³): 14,83
- Volume máximo do reservatório (10⁶ m³): 29,08
- Altura manométrica: 31,92 m
- Capacidade instalada: 26 MW
- Turbina: 2 Alstom Kaplan – Type S
- Vazão nominal da turbina: 48,00 m³/s

A operação e manutenção das instalações são administradas pela Alstom, companhia energética líder mundial. As atividades gerenciadas pela Alstom dividem-se em duas subatividades:

- Suporte de Manutenção: Suporte a avarias e assistência técnica
- Operações e Manutenção (O&M): Engenharia de Manutenção e Implementação de controle Remoto.

A empresa está treinando a equipe local através de uma combinação de instrução teórica e treinamento prático. Mantendo níveis de competência em O&M interno, o Arapucel tem desenvolvido uma manutenção preventiva com base nas condições.

Pessoal técnico e operacional já empregado:

- PCH Indiauí: 5 técnicos operacionais e 12 técnicos de manutenção
- PCH Alto Jauru: 5 técnicos operacionais e 10 técnicos de manutenção

Há também funcionários da equipe que trabalham em ambas as instalações: dois engenheiros na gerência das centrais e cinco engenheiros no suporte técnico.

Do total de pessoas que trabalham nas centrais do Projeto Arapucel em operação, 24 são da região e 15 são de outras partes do País.

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

O projeto Arapucel, um projeto de geração de energia livre de gases de efeito estufa (GEEs), propiciará reduções nas emissões de GEEs em virtude do deslocamento da geração de centrais térmicas a combustível fóssil, que, de outro modo, estariam alimentando a rede interligada.

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

O fator de emissão da linha de base é calculado como uma margem combinada, consistindo na combinação dos fatores da margem de operação e da margem de construção. Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico de projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como um



que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico de projeto, no qual as centrais podem despachar sem restrições significativas na transmissão.

A.4.4.1. Total estimado de reduções nas emissões durante o período de créditos escolhido

A implementação total do Projeto Arapucel interligado à rede brasileira de eletricidade interligada sul/sudeste/centro-oeste evitará uma emissão anual estimada de cerca de 106.924tCO₂e (linha de base do fator de emissão de 263.6 kgCO₂e/MWh, cálculo detalhado na seção E), e uma redução total de cerca de 748.470 tCO₂e ao longo do primeiro período de crédito, de 01 de Setembro de 2002 até 31 de agosto de 2009. (Tabela 3).

Anos	Estimativa anual das reduções de emissão em toneladas de CO ₂ e emissões
Ano 1* - (2002)	11.886
Ano 2 - (2003)	61.571
Ano 3 - (2004)	90.659
Ano 4 - (2005)	98.479
Ano 5 - (2006)	132.544
Ano 6 - (2007)	132.544
Ano 7 - (2008)	132.544
Ano 8** - (2009)	88.241
Reduções totais estimadas (toneladas de CO₂e)	748.470
Número total de anos de creditação	7
Média anual do primeiro período de creditação (toneladas de CO₂e)	106.924

*De Setembro de 2002

** Até Agosto de 2009

Tabela 3 - Reduções estimadas de emissão ao longo do período de crédito escolhido.

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto

Nenhum financiamento público foi ou será usado no presente projeto.



SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base

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

ACM0002 - "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada da rede a partir de fontes renováveis". Versão 5

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

A metodologia escolhida é aplicável a projetos de geração de energia renovável interligados à rede, mediante a condição de acréscimos na capacidade de eletricidade a partir de hidrelétricas de fio d'água, como é o caso em relação ao Projeto Arapucel.

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

O projeto Arapucel é um projeto de energia renovável interligado à rede elétrica. O projeto atende a todos os requisitos de "adicionalidade" (veja a aplicação da "ferramenta de adicionalidade"² a seguir) e demonstra porque o projeto não ocorreria na ausência do MDL.

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

A metodologia ACM002 (2004)³, para a geração de eletricidade interligada à rede, a partir de fontes renováveis, usa margens derivadas, que foram aplicadas ao contexto da atividade de projeto pela determinação dos fatores de emissão do subsistema sul/sudeste/centro-oeste da rede brasileira interligada (sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, e no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão).

² Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade. UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 16º Relatório de Reunião, 22 de outubro de 2004, Anexo 1. Website: <http://cdm.unfccc.int/>

³ O presente DCP utiliza a ACM0002, versão 5.



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

Para demonstrar adicionalidade, a “ferramenta para demonstrar e avaliar adicionalidade” será utilizada.

Passo 0. Seleção preliminar com base na data de início do projeto:

- a) **Data de início do projeto:** Setembro de 2002, Alto Jauru iniciou sua fase de comissionamento. A entrada em operação ocorreu em outubro de 2002, quando a central forneceu o seu primeiro MWH para a rede interligada.

- b) **A evidência demonstra que os incentivos de MDL foram considerados seriamente no desenvolvimento do projeto Arapucel.** A BK Energia Participações Ltda, uma parceria entre a Koblitz Ltda (Koblitz) e o Grupo Brennand, desenvolveu o Projeto Arapucel. Atualmente, a Brennand Energia, holding do Grupo Brennand, é titular do Projeto Arapucel.

A Koblitz é uma contratada EPC 100% brasileira,⁴ que atua desde 1975 na área de sistemas de energia, com um sólido know-how na geração e co-geração industrial. A Koblitz apresenta um portfólio com mais de 200 projetos nas áreas de óleo combustível residual, gás natural, gás de coqueria, fontes de energia renováveis (principalmente resíduos agrícolas e bagaço de cana-de-açúcar, cavacos de madeira, palha de arroz e cascas de castanha de caju) e outros.

Desde 2000, a Koblitz estabeleceu diversas parcerias para investir em projetos de energia renovável em todo o Brasil. Em parceria com o Grupo Brennand, a Koblitz desenvolveu os seguintes projetos de energia renovável: Arapucel (hidrelétrica de pequeno porte), Uruguaiana (central termelétrica alimentada a casca de arroz) e Itacoatiara (central termelétrica alimentada a cavacos de madeira). Em outra parceria com o C.G.D.e, filial de energia brasileira do banco português Caixa Geral de Depósitos, o projeto desenvolvido foi Piratini, C.G.D.e, Koblitz Energia S.A. (Projeto Piratini). No segundo semestre de 2000, o projeto Piratini solicitou do governo brasileiro, através da Ecoinvest, uma posição relativa à participação no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Em abril de 2001, o projeto recebeu uma carta de não objeção do governo brasileiro (Figura 8), e no início de 2002, a Piratini, através da Ecoinvest, negociou reduções de emissão verificadas de 1.600 tCO₂e com o governo canadense. O projeto Piratini, que ora é totalmente controlado pela Koblitz, é o primeiro projeto registrado (V-AAA-001) no Registro Canadense de reduções de GEEs (http://reductions.vcr-mvr.ca/rer_masterprojects_e.cfm).

Através da sua experiência com o Projeto Piratini, a Koblitz Ltda. desenvolveu o capital humano e as capacitações internas para aplicar os princípios de MDL a futuros projetos. No final de 2000, todos os possíveis empreendimentos pela Koblitz Ltda. e o Grupo Brennand, utilizando fontes de energia renováveis, foram analisados visando avaliar sua elegibilidade conforme o MDL. O impacto dos incentivos financeiros de MDL também foi considerado no desenvolvimento dos projetos.

⁴ EPC – Engenharia, Aquisição e Construção



CONFIDENTIAL

April 9, 2001

Piratini, CGDE, Koblitz Energia S.A.
Att: Dr. Ricardo Esparta
Ecoinvest Assessoria Ltda

Dear Sir,

Thank you for sending the document "Notes on project conception" viewing "Electrical Energy Generation from Biomass and CO₂ emission reductions". Regarding the documents that were forwarded to us, we should inform you that:

- 1 - As you know, the Brazilian Government established the Interministerial Commission on Global Climate Change by means of a presidential decree of July 7, 1999, with the purpose of articulating governmental actions in this area. Among other attributions, the Commission is responsible for approving projects that result in emission reductions and that are considered eligible to the Clean Development Mechanism, once this mechanism is implemented.
- 2 - Regarding the project proposals, the Government of Brazil has no objection to the further development of these projects and reserves the right to approve them when eligibility criteria for CDM projects are decided by the Conference of the Parties to the Convention on Climate Change.
- 3 - Thus, any analysis by this Commission of projects viewing to conform with the provisions of the mechanisms proposed under the Kyoto Protocol will necessarily be in accordance with the decisions adopted by the United Nations Framework Convention on Climate Change, which we expect to take place soon, as from the resumed session of the 6th Conference of the Parties to the Convention, to be held next July in Bonn, Germany.
- 4 - I would like to recall, however, that the Brazilian government does not oppose the application of Ecoinvest to the financial resources of the World Bank Prototype Carbon Fund (PCF), since the projects meet well-defined social, environmental, and economic interests of regional and national importance.
- 5 - Therefore, only the World Bank and the PCF are entitled to analyze and decide on the acceptance of these projects.

Cordially,

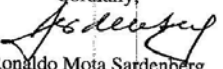

Ronaldo Moja Sardenberg
State Minister of Science and Technology
President of the Interministerial Commission on Global Climate Change

Figura 8 – Carta de não objeção recebida pela Piratini, C.G.D.e., Koblitz Energia S.A. Projeto de MDL da Comissão Interministerial Brasileira sobre Mudança Global de Clima.



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

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade de projeto:

1. . A alternativa à atividade de projeto é a continuidade da situação atual, sendo a rede elétrica nacional abastecida por grandes projetos hidrelétricos e por centrais a combustível fóssil. Em termos de alternativas para um investidor, o cenário mais viável é o investimento de capital excedente no mercado financeiro. O principal patrocinador do projeto não tinha experiência anterior no mercado de energia elétrica

Subpasso 1b. Cumprimento das leis e normas aplicáveis:

2. Não se aplica.
3. Não se aplica.
4. Não se aplica. Tanto a atividade de projeto como o cenário alternativo cumprem todas as normas.

Passo 3. Análise de barreiras:

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

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

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

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

Houve a criação de três entidades governamentais: 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 de privatização, os resultados foram modestos (Figura 9). Apesar da expectativa elevada, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento no consumo.

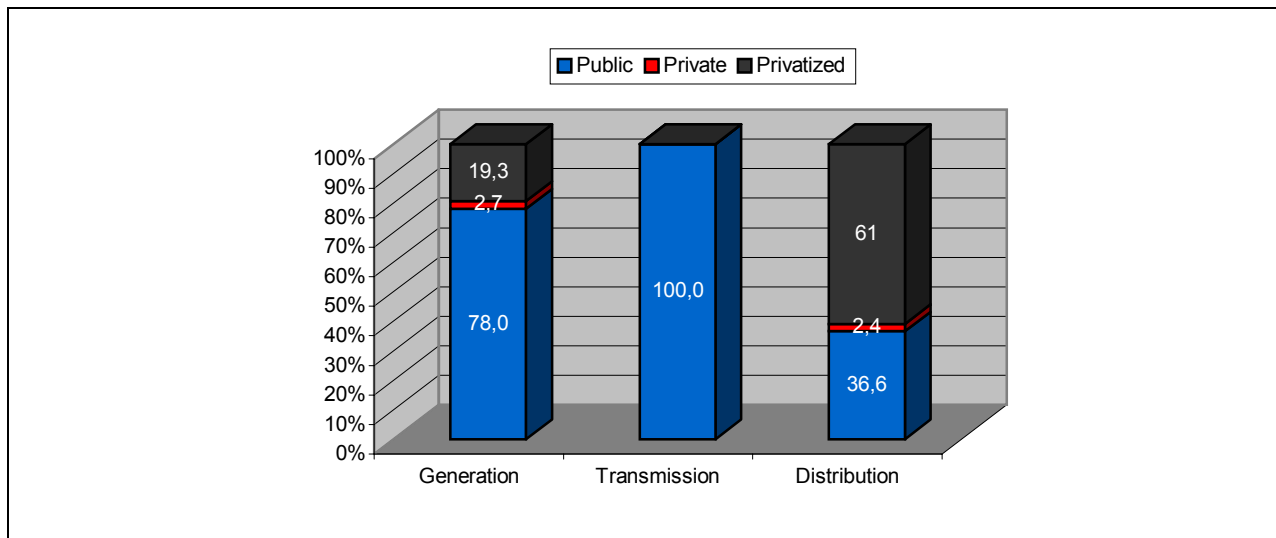


Figura 9 - Participação do capital privado no mercado de eletricidade brasileiro em dezembro de 2000
(Fonte: BNDES, 2000).

O descolamento entre o PIB (aumento médio de 2% no período de 1980 a 2000) e o 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 infra-estrutura. Foram tomadas as medidas necessárias para evitar gargalos nos serviços. Elas incluem um aumento na capacidade de geração maior que a taxa de crescimento do PIB, e pesados investimentos em eficiência energética. No caso do Brasil, o aumento da capacidade instalada de geração (média de 4% no mesmo período) não acompanhou o crescimento do consumo, como pode ser visto na Figura 10.

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). Apesar de os resultados do programa terem sido notáveis, a eficiência alcançada não foi suficientemente alta a ponto de compensar o hiato mencionado, entre a necessidade de nova capacidade de geração e aumento no consumo.

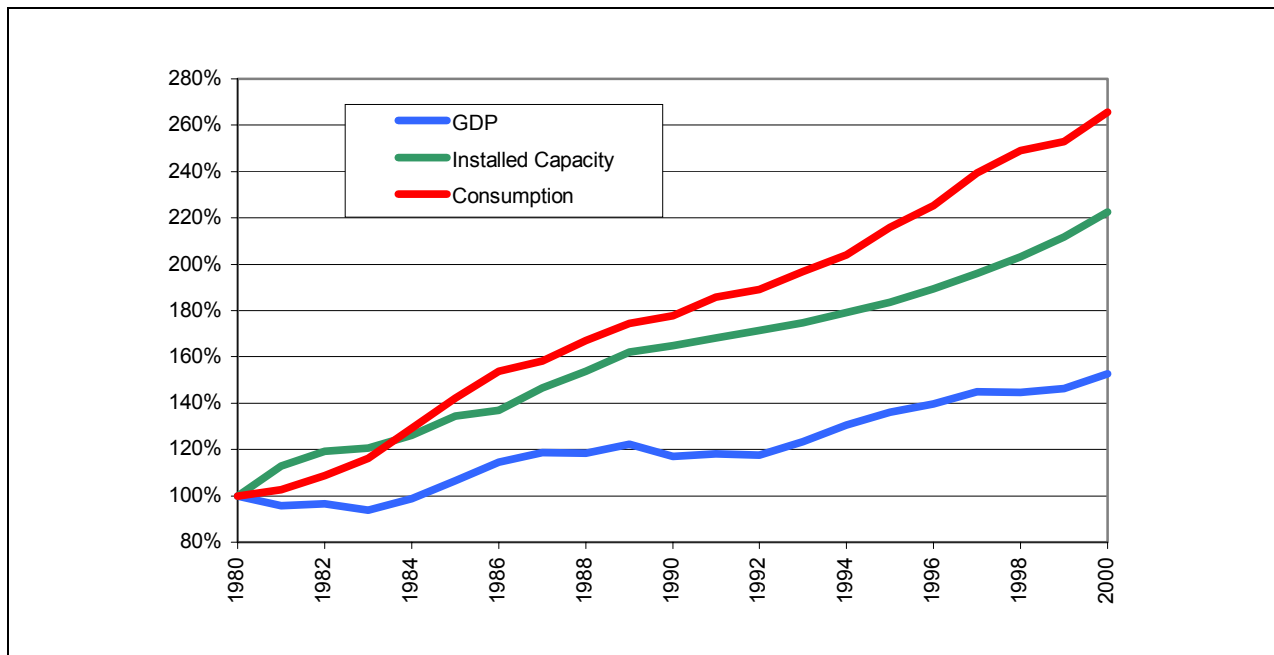


Figura 10 - Variação a cumulada do PIB, capacidade instalada de energia e consumo de eletricidade (Fonte: Eletrobrás e IBGE).

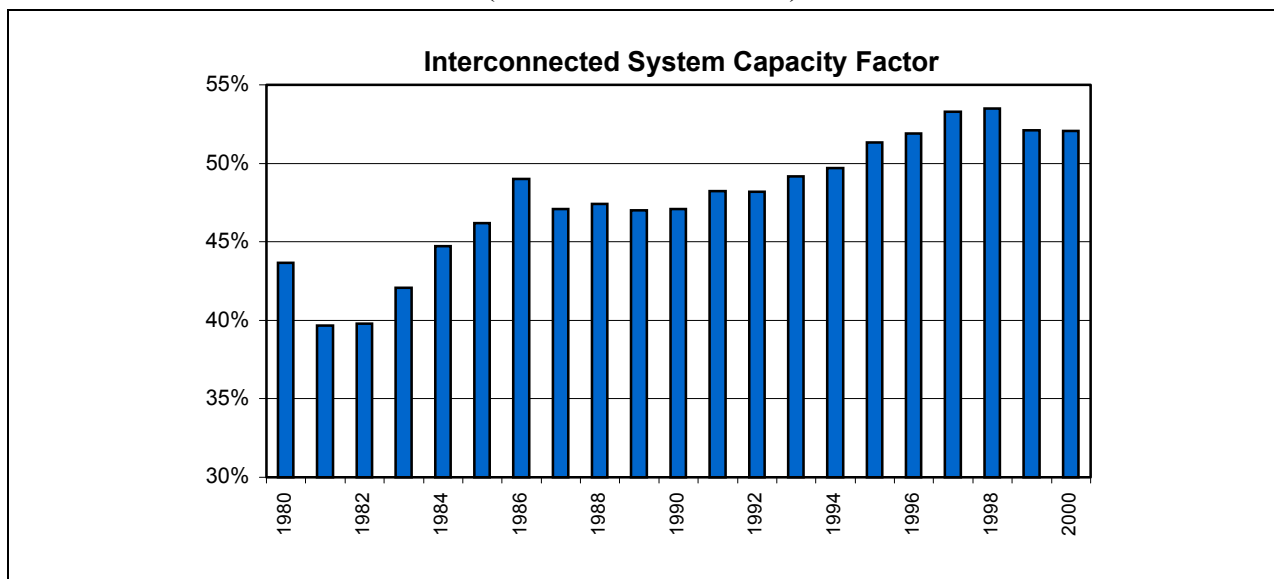


Figura 11 - Evolução da taxa da energia gerada em relação à capacidade instalada (Fonte: Eletrobrás)

A outra alternativa, para aumentar o fator de capacidade das centrais antigas, foi na verdade a mais amplamente utilizada, como podemos ver na Figura 11.

Para entender se este aumento no fator de capacidade trouxe consequências positivas ou negativas, precisamos analisar a disponibilidade e o preço dos combustíveis. No modelo de eletricidade brasileiro, a fonte de energia primária é a água acumulada nos reservatórios. A figura 12 mostra o que ocorreu com os níveis de "energia armazenada" nos reservatórios, de janeiro de 1997 a janeiro de 2002. Pode-se ver que os reservatórios, projetados para resistir a 5 anos de estações com menos chuvas que a média, quase entraram em colapso após uma única estação com pouca precipitação pluviométrica (2000/2001 teve 74%

da média histórica de precipitação pluviométrica). Essa situação ilustra uma utilização muito intensiva dos recursos hídricos do país para poder suportar o aumento da demanda sem aumentar a capacidade instalada. Com a situação descrita, não havia ainda solução de longo prazo para os problemas que, no final, causaram as interrupções e o racionamento em 2001.

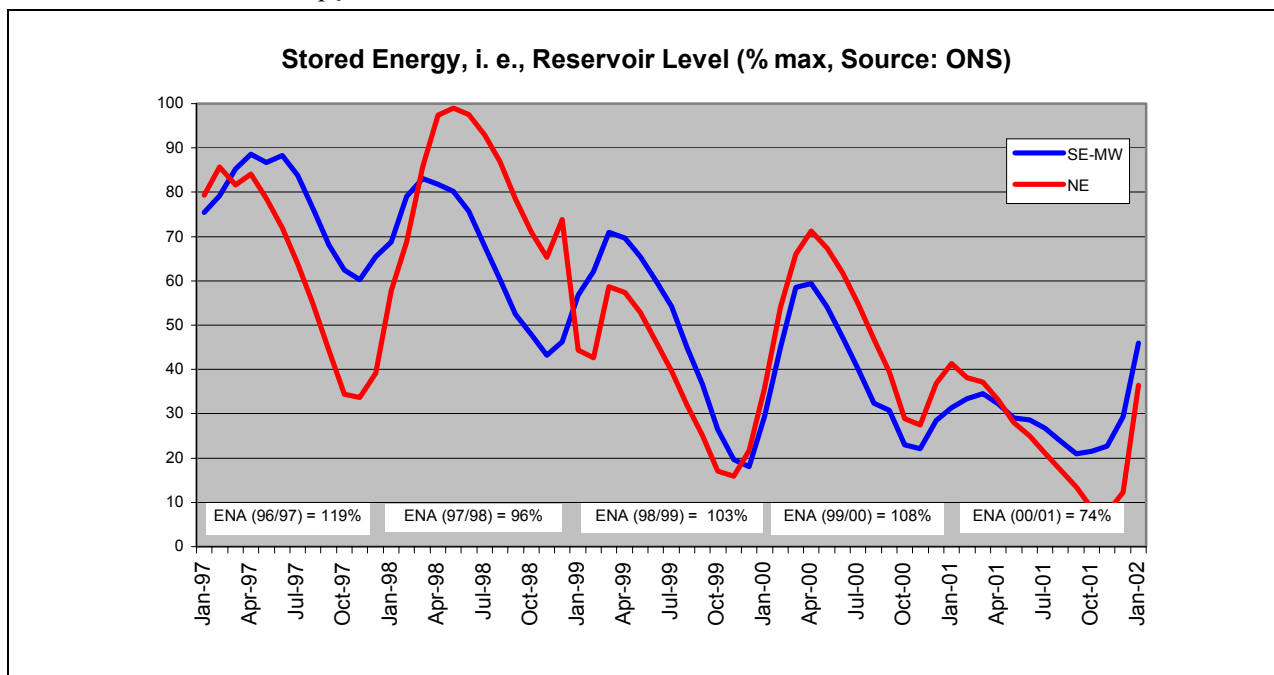


Figura 12 - Evolução da capacidade armazenada de água nos subsistemas interligados do Sudeste/Centro-Oeste (SE-CO) e do Nordeste (NE), e a intensidade da precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste, comparada com a média histórica (Fonte: ONS).

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 de Minas e Energia de 25 de fevereiro de 2000, planejando originalmente a construção de 47 centrais termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada nova até dezembro de 2003. Durante 2001 e o início de 2002, o plano foi reorganizado de modo a contemplar 40 centrais e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004 (Art. 29 da Lei Federal 10.438 de 26 de abril de 2002). Em dezembro de 2004 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 responsável pela eletricidade de base no Brasil. Porém, a maioria dos - se não todos os - recursos hídricos no Sul e Sudeste do país foi explorado e a maioria das reservas restantes fica na bacia do Amazonas, distante dos centros industriais e populacionais (OCDE, 2001). Está claro que as novas adições ao setor de energia elétrica do Brasil estão mudando de centrais hidrelétricas para gás natural (Figura 13, Schaeffer *et al.*, 2000).

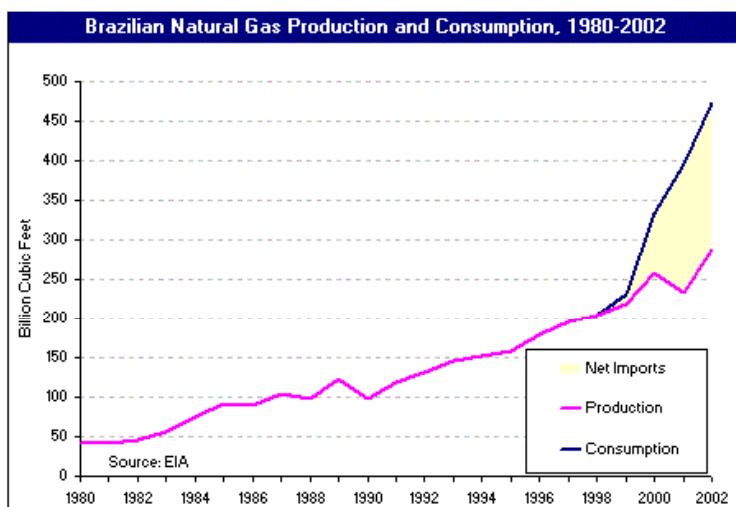


Figura 13⁵ – Consumo e produção históricos de gás natural no Brasil (Fonte: EIA)

Com as descobertas de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003 (Figura 14), a política de utilizar gás natural para gerar eletricidade continua sendo uma possibilidade, e continuará a atrair o interesse dos investimentos da iniciativa privada no setor energético brasileiro.

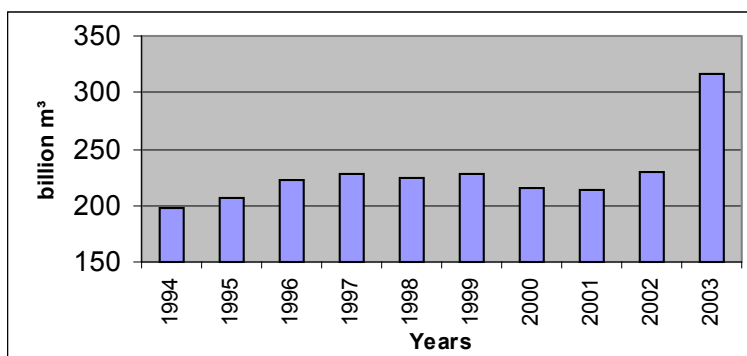


Figura 14 - Reservas históricas nacionais comprovadas de gás natural (Fonte: Petrobrás)

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

- A demanda e o fornecimento de eletricidade serão coordenados por uma demanda em "pool" a ser estimada pelas companhias 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 Planejamento Energético* - 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.

⁵ EIA – Energy Information Administration [Administração de Informações Energéticas] (www.eia.doe.gov)



- 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. Essas medidas podem potencialmente reduzir a volatilidade do mercado e permitir que as companhias de distribuição estimem melhor o tamanho do mercado. 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 um dos maiores objetivos do novo modelo seja a redução do risco de mercado, sua capacidade de incentivar o investimento privado dependerá do modo 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 em razão do fato de que o governo desempenhará um papel significativamente maior no planejamento de longo prazo, deverá ser evitado através de um estreito monitoramento da aplicabilidade de novas regras. *Em segundo lugar*, será necessário conceber regras para a transição, do modelo atual para o novo, para permitir que os atuais investimentos sejam adequadamente remunerados. *Em terceiro lugar*, em razão de seu pequeno tamanho, a volatilidade dos preços pode aumentar no mercado de eletricidade de curto prazo, ocasionando, por sua vez, maior risco do investimento, embora esse risco venha a ser atenuado pela presença de grandes consumidores. A alta participação da energia hidrelétrica no mix de energia do Brasil e a incerteza sobre a precipitação pluviométrica também contribuem para uma maior volatilidade do mercado de eletricidade de curto prazo. *Em quarto lugar*, embora o novo modelo vá exigir uma separação total entre a geração e a distribuição, as normas para repartir as companhias integradas verticalmente ainda têm que ser definidas. Atualmente é permitido que as companhias de distribuição comprem até 30% de sua eletricidade das próprias subsidiárias (autonegociação). *Por fim*, a política do governo para o setor de gás natural precisa ser definida dentro de uma estrutura setorial específica.



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

Barreira para investimentos

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

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

As taxas de juros dos financiamentos na moeda local são significativamente mais altas do que o financiamento em dólar norte-americano. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES é o único fornecedor de empréstimos de longo prazo. 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 vencimentos maiores que 1 ano praticamente não existem no Brasil. A experiência tem demonstrado que em momentos de tensão financeira a duração dos instrumentos de poupança cai para níveis próximos a um dia, com uma grande concentração em depósitos bancários overnight. Os poupadores não entram em contratos financeiros de longo prazo, por não ser possível determinar o preço da incerteza envolvida na preservação do valor do poder de compra. (Arida et al., 2005).

A falta de um mercado local de longo prazo não é resultado de um desinteresse em oportunidades de investimentos financeiros, mas sim da relutância dos credores e poupadores em aumentar o 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.

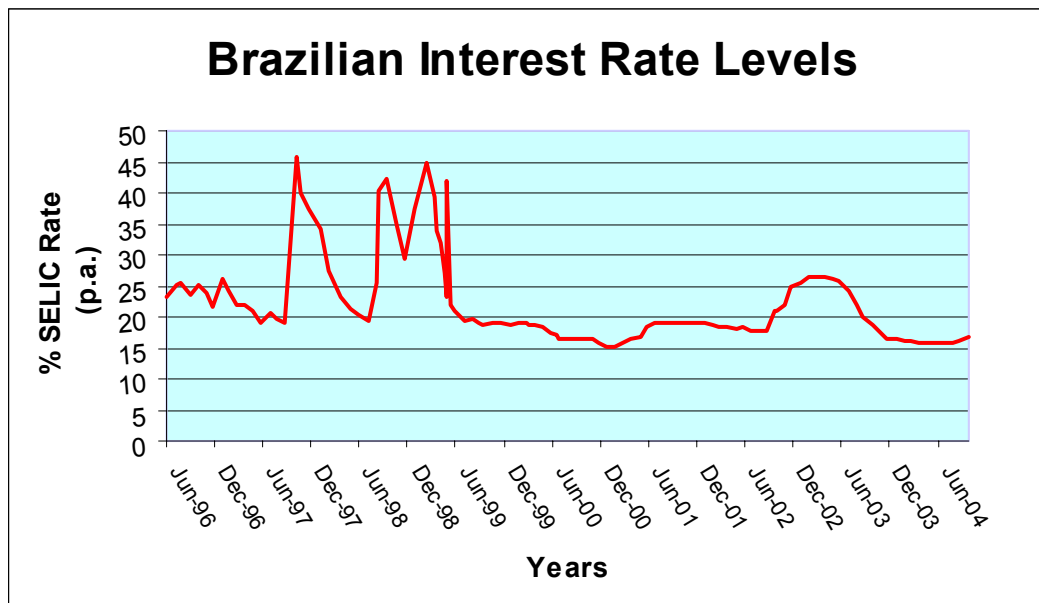


Figura 15 - Taxa SELIC (fonte: Banco Central do Brasil, <http://www.bcb.gov.br/>)

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 COPOM⁶.

A taxa SELIC tem oscilado com bastante volatilidade a partir um mínimo de 15% a.a. em janeiro de 2001 até um máximo de 45% a.a. em março de 1999 (Figura 15).

O projeto ARAPUCCEL vem sendo desenvolvido com base nas finanças do projeto. Para financiar a construção, o patrocinador do projeto (Brennand Energia) se beneficiou das linhas de financiamento do BNDES. Esse apoio financeiro cobriu 80% dos custos do projeto com uma taxa de TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo do BNDES - 10%), mais 5% de spread por um período de 8 anos e um período de carência de 1 ano.

Como pode ser visto na planilha FCF_AltoJauru(CER).xls⁷ e FCF_Indiavaí(CER), as unidades foram estabelecidas com uma ROE ("Return on Equity" - rentabilidade sobre patrimônio) de cerca de 17% ao ano. A ROE 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 dos RCEs faz o ROE do investidor aumentar em cerca de 200 pontos base, de 18% para 20% (Tabelas 3, 4 e 5). Esse aumento no retorno compensaria o risco adicional do investidor com este projeto.

Além do aumento de 200 pontos básicos, as receitas de RCEs trariam benefícios adicionais para o projeto, pois são geradas em moedas fortes (dólares norte-americanos ou euros). O incentivo do MDL permite à Brennand Energia proteger o seu fluxo de caixa de dívidas 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.

6 COPOM – Comitê de Política Monetária.

7 Disponível mediante solicitação.



O alto nível das garantias exigidas para financiar um projeto de energia no Brasil pode representar 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 viabilização do mesmo.

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

Fluxo de Caixa (R\$): ALTO JAURU

	2001	2002	2003	2004	2011	2012	2013
Receita Líquida	(197.260)	(2.158.934)	(761.461)	4.969.901	4.873.695	4.981.088	6.821.433
(+) Depreciação	197.260	2.158.934	2.603.918	2.603.918	2.603.918	2.603.918	2.603.918
(-) Patrimônio	(8.000.000)	(35.178.681)	(8.899.670)	0	0	0	0
(+) Financiamento	0	0	22.066.000	0	0	0	0
(-) Amortização	0	0	0	(596.378)	(2.385.514)	(2.385.514)	(2.385.514)
(+) Perpetuidade							79.158.061
Fluxo de Caixa do Investidor	(8.000.000)	(35.178.681)	15.008.787	6.977.440	5.092.099	5.199.492	86.197.898
Rentabilidade s/ Patrimônio	18,4%						

Tabela 4 – ARAPUCEL (Alto Jauru) RoE sem receitas de RCE.

Fluxo de Caixa + RCE (R\$): ALTO JAURU

	2001	2002	2003	2004	2011	2012	2013
Receita Líquida	(197.260)	(2.158.934)	(761.461)	4.969.901	4.873.695	4.981.088	6.821.433
(+) Depreciação	197.260	2.158.934	2.603.918	2.603.918	2.603.918	2.603.918	2.603.918
(-) Patrimônio	(8.000.000)	(35.178.681)	(8.899.670)	0	0	0	0
(+) Financiamento	0	0	22.066.000	0	0	0	0
(-) Amortização	0	0	0	(596.378)	(2.385.514)	(2.385.514)	(2.385.514)
(+) Receita RCEs			1.042.500	1.042.500	1.042.500	1.042.500	1.042.500
(+) Perpetuidade							79.158.061
Fluxo de Caixa do Investidor + RCE	(8.000.000)	(35.178.681)	16.051.287	8.019.940	6.134.599	6.241.992	87.240.398
Rentabilidade s/ patrimônio + RCE	20,6%						

Tabela 5 – ARAPUCEL (Alto Jauru) RoE com receitas de RCE.



Análise de Sensibilidade Financeira - PCH Alto Jauru			
taxa SELIC* (1996 - 2004)	%	VPL Projeto	VPL do Projeto c/ RCEs
Nível Máximo	45,00%	(R\$ 12.846.099)	(R\$ 11.762.732)
Médio	22,36%	(R\$ 4.940.469)	(R\$ 2.164.712)
Nível Mínimo	15,25%	R\$ 5.923.472	R\$ 9.989.993
Taxa de desconto atual	18,00%	R\$ 667.192	R\$ 4.153.177
TIR do projeto		18,42%	20,63%

* A taxa SELIC foi criada em 1996.

Tabela 6 – Análise de sensibilidade do investimento na PCH Alto Jauru às variações da taxa SELIC nos últimos 10 anos.

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

Barreira - Falta de Infra-estrutura

A região em que o projeto localiza-se é isolada e não desenvolvida. Há falta de infra-estrutura, como por exemplo estradas, eletricidade confiável, transporte e comunicação. Os patrocinadores do projeto tiveram de desenvolver essas instalações antes da implementação do projeto. Além disso, não havia pessoal qualificado na região, devido à falta de escolas e universidades.

Barreira institucional

Como descrito acima, desde 1995 as políticas governamentais do mercado de eletricidade do governo estão em permanente alteração no Brasil. Um número excessivo de leis e normas foi criado para tentar organizar e fornecer incentivos para os novos investimentos no setor energético. Os resultados dessa instabilidade regulatória foram contrários ao que se tentava alcançar. Durante o período de racionamento os preços de eletricidade ultrapassaram R\$ 600/MWh (cerca de US\$ 200/MWh) e o preço marginal projetado para a nova energia chegou em níveis de R\$ 120 a 150/MWh (cerca de US\$ 45). No meio de 2004 o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). A volatilidade do preço da eletricidade no Brasil tem uma correlação com a instabilidade das políticas governamentais no período, com 3 diferentes ambientes regulatórios em 10 anos (de 1995 a 2004). Teoricamente, o novo marco regulatório tem o potencial de reduzir consideravelmente o risco do mercado. Contudo, somente o tempo comprovará a eficiência do novo modelo em relação à redução de riscos do mercado, e à atração de investimentos privados⁸. Nesse sentido, será interessante avaliar os resultados do primeiro leilão de licenças para a construção de novas centrais a fim de se fazer uma análise correta do sucesso da implementação do novo marco regulatório.

⁸ A reforma da estrutura jurídica do setor elétrico brasileiro teve início com a Medida Provisória Nº 144, posteriormente transformada na Lei Nº 10.848, de 15 março de 2004 - foi divulgada com a publicação do Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004.



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 a geração de eletricidade atual na rede brasileira. O patrocinador do projeto poderia investir seus recursos em diferentes investimentos do mercado financeiro. Portanto, as barreiras acima não afetaram o investimento em outras oportunidades. Não há falta de financiamento de longo prazo para grandes centrais hidrelétricas e termelétricas, e as barreiras identificadas não impedem a implementação das alternativas.

Passo 4. Análise da prática comum:

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

Tanto o processo de negociação de um CCVE com as companhias de serviços públicos como a obtenção de financiamento do BNDES têm sido difíceis. O BNDES também exige diversas garantias para prover financiamento. 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 empresa de serviços públicos, mas essas empresas não têm incentivos ou motivação para comprar a eletricidade gerada por projetos de pequena hidrelétrica.

Em virtude das razões mencionadas acima, somente 1,3% da capacidade instalada provém de fontes de pequenas hidrelétricas (1,2 GW de um total de 88,7 GW). Além disso, dos 6.934 MW em construção no país, somente 403 MW são de pequenas hidrelétricas. Em 2004, somente 9 projetos de pequenas hidrelétricas, um total de apenas 5,22 MW, foram autorizados pela agência regulatória⁹. Muitos outros projetos ainda se encontram em desenvolvimento, esperando melhores oportunidades de investimento. A maioria dos desenvolvedores que financiou seus projetos fora do Proinfa considerou o MDL como um fator decisivo para a conclusão dos seus projetos. Assim, segundo nosso conhecimento, a vasta maioria dos projetos semelhantes que está sendo desenvolvida no país participa do programa Proinfa e, os que não participam, estão no MDL. Além disso, o governo brasileiro declarou que os projetos no âmbito do programa Proinfa serão também elegíveis para participação no MDL.

Passo 5 – Impacto do registro do MDL

⁹ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica



De acordo com a legislação brasileira¹⁰ pequenas hidrelétricas devem ter uma capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW, e com uma área de reservatório inferior ou igual a 3 km². Em geral, consiste de uma central hidrelétrica de fio d'água com um impacto ambiental mínimo.

Esta atividade de projeto não é o cenário usual de negócio no país, em que grandes projetos hidrelétricos e termelétricos a queima de gás natural representam a maior parte da capacidade instalada. Com o benefício financeiro proveniente das RCEs, espera-se que outros desenvolvedores de projeto se beneficiem dessa nova fonte de receitas e decidam, então desenvolver esses projetos. Um aumento de cerca de 100 a 200 pontos base, decorrente das RCEs, constitui um importante fator na determinação para implementar o projeto.

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

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

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

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

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

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

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

¹⁰ Conforme definido pela Resolução da ANEEL nº 394, de 4 de dezembro de 1998.



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

Sr. Ricardo Esparta, diretor da Ecoinvest.

Ecoinvest Carbon Assessoria Ltda.
Rua Padre João Manoel, 222 Cj-36
CEP – 01411-000
São Paulo – SP
Brasil



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

C.1. Duração da atividade do projeto

C.1.1. Data de início da atividade de projeto

01/09/2002

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

25 anos - 0 mês

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

C.2.1. Período de crédito renovável

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

01/09/2002

C.2.1.2. Duração do primeiro período de créditos

07 anos - 0 mês

C.2.2. Período de créditos fixado

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**

Metodologia de monitoramento aprovada e consolidada ACM0002 - "Metodologia de monitoramento consolidada para a geração de eletricidade interligada à rede com emissões zero, a partir de fontes renováveis". Versão 5

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

Esta metodologia de monitoramento deve ser utilizada em conjunto com a metodologia de linha de base aprovada ACM0002 ("Metodologia de linha de base consolidada para a geração de eletricidade interligada à rede, a partir de fontes renováveis"), e aplica-se aos acréscimos da capacidade elétrica a partir de hidrelétricas de fio d'água.

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

D.2.1. Opção 1: Monitoramento das emissões no cenário do projeto e no cenário de linha de base

Com base na tecnologia de energia hidrelétrica, as emissões do projeto (PE_p) são zero; portanto, a tabela D.2.1.1 a seguir está vazia.

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

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



			dados	estimados (e)		monitorados	eletrônico / impresso)	

D.2.1.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades das emissões de CO_{2e})

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

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

Número de identificação	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c), estimados (e)	Frequência de gravação	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico / impresso)	Comentário
1. EG_y	Geração da eletricidade do projeto alimentada na rede	Medição da energia interligada à rede e Recibo de Vendas	MWh	M	Medição de 15 minutos e gravação mensal	100%	Formato eletrônico e impresso	A eletricidade entregue à rede é monitorada pelo Projeto, bem como pelo comprador de energia.
2. EF_y	Fator de emissão de CO ₂ da rede	Calculado	tCO ₂ /MWh	C	Na validação	n.d.	Formato eletrônico e impresso	Os dados serão arquivados durante o período de créditos de acordo com



								<i>procedimentos internos.</i>
3. $EF_{OM,y}$	<i>Fator de emissão da margem de operação de CO₂ da rede</i>	<i>Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002</i>	tCO_2/MWh	C	Na validação	n.d.	<i>Formato eletrônico e impresso</i>	<i>Os dados serão arquivados durante o período de créditos de acordo com procedimentos internos.</i>
4. $Ef_{BM,y}$	<i>Fator de emissão da margem de construção de CO₂ da rede</i>	<i>Dados fornecidos pelo ONS Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002</i>	tCO_2/MWh	C	Na validação	n.d.	<i>Formato eletrônico e impresso</i>	<i>Os dados serão arquivados durante o período de créditos de acordo com procedimentos internos.</i>
5. λ_y	<i>Fração de tempo durante a qual os recursos de baixo custo/inflexíveis ficam na margem</i>	<i>Dados fornecidos pelo ONS Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002</i>		C	Na validação	n.d.	<i>Formato eletrônico e impresso</i>	<i>Os dados serão arquivados durante o período de créditos de acordo com procedimentos internos.</i>

D.2.1.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões da linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades das emissões de CO_{2e})

De acordo com a metodologia selecionada aprovada (ACM0002, 2004), o fator de emissão da linha de base é definido como (EF_v) e é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico de 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 o ACM0002 (2004)¹¹, um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste da combinação dos fatores "margem de operação" (OM) e "margem de construção" (BM), de acordo com os seguintes três passos:

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

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

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

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

Onde:

- λ_y é a 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_{2e} de combustível i (tCO_{2e} / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) e a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e

¹¹ O presente DCP utiliza ACM0002, versão 5.



- $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j (análoga 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 , como a seguir:

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

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogas às variáveis descritas para o método da margem de operação simples (ACM0002, 2004) para as centrais m , com base nas informações mais atuais disponíveis sobre as centrais já construídas. O grupo de amostra m consiste em uma das seguintes

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

Os participantes do projeto devem usar a opção dentre essas duas na qual o grupo de amostra 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, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$).

D.2.2. Opção 2: Monitoração direta das reduções nas emissões a partir da atividade de projeto (os valores devem ser compatíveis com os da seção E)

Não se aplica.

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

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

D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões da linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades das emissões de CO_{2e})

Não se aplica.

D.2.3. Tratamento de fugas no plano de monitoramento

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

Emissões do projeto na forma de metano também podem advir da construção e operação de um reservatório de água se a biomassa for permanentemente submersa no processo. Os projetos incluídos na atividade de projeto são centrais hidrelétricas de fio d'água; têm, portanto, reservatórios menores, não havendo emissões significativas de metano devido à degradação da biomassa.

**D.2.3.1. Se aplicável, descreva os dados e informações que serão coletados para monitorar os efeitos da fuga da atividade de projeto**

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

D.2.3.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões de fuga (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades das emissões de CO_{2e})

Não se aplica.

D.2.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as reduções nas emissões para a atividade de projeto (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades das emissões de CO₂ equivalente)

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

D.3. Os procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) estão sendo realizados para os dados monitorados

Dados (Indicar a tabela e o número de identificação, p.ex. 3.1; 3.2.)	Nível de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo)	Explicar os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados ou porque esses procedimentos não são necessários.
1.	Baixo	Esses dados serão usados para calcular as reduções de emissão.



2.	Baixo	Os dados não precisam ser monitorados
3.	Baixo	Os dados não precisam ser monitorados
4.	Baixo	Os dados não precisam ser monitorados
5.	Baixo	Os dados não precisam ser monitorados

D.4. Descreva a estrutura operacional e de gerenciamento que o operador do projeto irá implementar para monitorar as reduções nas emissões e quaisquer efeitos de fuga, gerados pela atividade de projeto

Não se aplica.

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

Sr. Ricardo Esparta, diretor da Ecoinvest.
Ecoinvest Assessoria Ltda.
Rua Padre João Manoel, 222 Cj-36
CEP – 01411-000
São Paulo – SP
Brasil



SEÇÃO E. Estimativa das emissões de GEEs por fontes

E.1. Estimativa das emissões de GEEs por fontes

Com base na tecnologia hidrelétrica, as emissões do projeto (PE_v) são zero. Portanto, não é necessário nenhum cálculo de estimativa das emissões de GEEs.

E.2. Fuga estimada

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

Emissões do projeto na forma de metano também podem advir da construção e operação de um reservatório de água se a biomassa for permanentemente submersa no processo. Os projetos incluídos na atividade de projeto são centrais hidrelétricas de fio d'água; têm, portanto, reservatórios menores, não havendo emissões significativas de metano devido à degradação da biomassa.

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

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

E.4. Estimativa das emissões antropogênicas por fontes de gases de efeito estufa da linha de base

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

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



O projeto Arapucel fica no estado do Mato Grosso, integrando-se ao sistema elétrico interligado sul/sudeste/centro-oeste (S-SE-CO).

Conforme o ACM0002 (2002), um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste da combinação dos fatores "margem de operação" (OM) e "margem de construção" (BM), de acordo com os seguintes três passos:

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

A margem de operação da análise dos dados de despacho deve ser a primeira escolha metodológica. Uma vez que o operador nacional do sistema elétrico não forneceu dados suficientes, a opção não está atualmente disponível. A margem de operação simples pode ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/inflexíveis¹² constituírem menos de 50% do total gerado na rede em: 1) média dos 5 últimos anos, ou 2) com base nos valores normais a longo prazo para produção hidrelétrica. A Tabela 7 mostra a participação da energia hidrelétrica em relação à produção elétrica total para o sistema nacional interligado S-SE-CO. Porém, os resultados indicam que a margem de operação simples não é aplicável ao projeto Arapucel.

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

Tabela 7 – Participação da produção de energia hidrelétrica no sistema brasileiro interligado 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.

¹² Baixas custos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração solar e nuclear, hídrica, geotérmica, eólica e de biomassa de baixo custo (ACM0002, 2004).



O fator de emissão da margem de operação simples ajustada ($EF_{OM,adjusted,y}$ em tCO₂/MWh) é uma variação da margem de operação simples, onde as fontes de energia (inclusive importações) são separadas entre fontes de energia de baixo custo/inflexível (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_{2e} de combustível i (tCO_{2e} / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) 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 5 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 nacional interligado 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
- $EF_{CO2,i}$ 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 não de baixo custo/inflexíveis, em MWh.

Os fatores λ_y são calculados como indicado na metodologia ACM0002, com dados obtidos do banco de dados do ONS. As Figuras 16, 17 e 18 apresentam as curvas de duração da carga e os cálculos de λ_y para os anos 2002, 2003 e 2004, respectivamente.

Os resultados dos anos 2002, 2003 e 2004 são apresentados na Tabela 8.

<i>Ano</i>	$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad [\text{tCO}_2/\text{MWh}]$	λ_y
2002	0,8504	0,5053
2003	0,9378	0,5312
2004	0,8720	0,5041

Tabela 8 - Proporção de horas no ano *a* (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 8, nas Figuras 16, 17 e 18.

Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular $EF_{OM,simples-ajustada,2001-2003}$ como a média ponderada de $EF_{OM,simples-ajustada,2001}$, $EF_{OM,simples-ajustada,2002}$ e $EF_{OM,simples-ajustada,2003}$ e λ_y à Equação 1:

• $EF_{OM,simples-ajustada,2002-2004} = 0,4310 \text{ tCO}_2e/\text{MWh}.$

- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO_2e/MWh) de uma amostra de centrais *m*, como a seguir:

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

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogas às variáveis descritas para o método da margem de operação simples (ACM0002, 2004) para as centrais *m*, com base nas informações mais atuais disponíveis sobre as centrais já construídas. O grupo de amostra *m* consiste em uma das seguintes

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

Os participantes do projeto devem usar 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:

• $EF_{BM,2004} = 0,0962 \text{ tCO}_2e/\text{MWh}.$

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

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

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



$$EF_y = 0,5 \times 0,4310 + 0,5 \times 0,1256$$

- $EF_{2003} = 0,2636 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$.

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

As reduções nas emissões via a atividade do projeto (ER_y) durante um determinado ano y são o produto do fator de emissões da linha de base (EF_y , em $\text{tCO}_2\text{e/MWh}$) multiplicado pela eletricidade fornecida pelo projeto à rede (EG_y , em MWh), como a seguir:

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



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

Anos	Estimativa das reduções de emissão da atividade de projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissão da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de fuga (toneladas de CO ₂ e)	Estimativas das reduções de emissão (toneladas de CO ₂ e)
Ano* 1 - (2002)	0,0	11.886	0,0	11.886
Ano 2 - (2003)	0,0	61.571	0,0	61.571
Ano 3 - (2004)	0,0	90.659	0,0	90.659
Ano 4 - (2005)	0,0	98.479	0,0	98.479
Ano 5 - (2006)	0,0	132.544	0,0	132.544
Ano 6 - (2007)	0,0	132.544	0,0	132.544
Ano 7 - (2008)	0,0	132.544	0,0	132.544
Ano** 8 - (2009)	0,0	88.241	0,0	88.241
Total (toneladas de CO ₂ e)	0,0	748.470	0,0	748.470

*Desde Setembro de 2002

**Até Agosto de 2009

Tabela 9 – Projeto Arapucel – Geração de RCEs



SEÇÃO F. Impactos ambientais

F.1. Documentação da análise dos impactos ambientais, inclusive impactos além do limite

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

O impacto ambiental do Projeto é considerado pequeno pela definição de pequenas centrais hidrelétricas pelo país anfitrião. Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 394, de 04 de dezembro de 1998, pequena hidrelétrica no Brasil é uma central hidrelétrica com capacidade instalada acima de 1 MW até 30 MW, com uma área de reservatório inferior ou igual a 3 km². Em geral, consistem em uma central hidrelétrica de fio d'água, que causa um impacto ambiental mínimo.

As unidades do projeto ARAPUCCEL possuem todas as licenças ambientais e de construção necessárias. *Todas as três licenças ambientais (LP, LI e LO) foram emitidas pela Fundação Estadual do Meio Ambiente– FEMA do estado do Mato Grosso.*

Considerando que o projeto ARAPUCCEL compreende três pequenas centrais hidrelétricas, o procedimento de via rápida deve ser concluído - Relatório Ambiental Preliminar (RAP). O processo foi concluído, e um relatório contendo uma investigação dos seguintes aspectos foi elaborado:

- Utilização de recursos
- Legislação a ser observada
- Impactos no clima e na qualidade do ar
- Impactos geológicos e no solo
- Impactos hidrológicos (água subterrânea e de superfície)
- Impactos na flora e na vida animal
- Sócio-econômicos (infra-estrutura necessária, aspectos legais e institucionais, etc.)
- Comentários das partes interessadas locais
- Medidas mitigadoras
- Plano de monitoramento

No Brasil, para o patrocinador de qualquer projeto que envolva construção, instalação, expansão ou operação, seja com ou sem nenhum impacto ambiental significativo, novas licenças são necessárias.

As licenças exigidas pelo regulamento ambiental brasileiro são (Resolução CONAMA nº 237, de 1997):

- A licença preliminar (“*Licença Prévia*” ou LP),
- A licença de construção (“*Licença de Instalação*” ou LI) e
- A licença de operação, ou LO).

Alto Jauru e Indaivaí possuem todas as três licenças necessárias para operar como produtores de energia. Ombreiras possui a licença preliminar e a licença de construção (FEMA-MT 497/2004), e já solicitou a “Licença de Operação”.



O Projeto ARAPUCCEL possui a autorização emitida pela ANEEL para operar como um produtor de energia independente (*Resolução ANEEL nº 334, de 14 de agosto de 2001*).

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

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

a) Contribuição para a sustentabilidade ambiental local.

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

Apesar de o Arapucel ser elegível para o Proinfa, ele não solicitou financiamento ao Proinfa e, conseqüentemente, não tem acesso às vantagens do programa. Contudo, este projeto desempenha um importante papel na sustentabilidade ambiental local, especificamente na qualidade superior do ar, se comparado com um aumento no gás natural, que é parte da capacidade instalada da matriz elétrica do país.

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

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

Alto Jauru e Indaiavá, os municípios em que o projeto localiza-se, atualmente usam a eletricidade fornecida pela rede. Contudo, este fornecimento de eletricidade não tem ocorrido de maneira constante. Estes municípios têm enfrentado inúmeras faltas de eletricidade, o que faz com que indústrias regionais, como por exemplo matadouros locais, utilizem geradores a diesel como reservas para o sistema elétrico. A contaminação atmosférica local decorrente da combustão deste combustível é maior do que as apresentadas por gás natural.

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

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



O Projeto Arapucel está associado a enormes gastos e demandas de emprego significativas. Indiavaí, uma das localidades do projeto, possui uma população de 2.000 habitantes, de acordo com o IBGE (2004), e uma parcela significativa é empregada pelo projeto.

Embora nem todo emprego seja ocupado pela população local, parte da demanda por trabalhadores é absorvida pela mão-de-obra regional.

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

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

Uma das contribuições mais importantes da construção destas três centrais hidrelétricas de fio d'água é que ela pode criar o potencial para a promoção do desenvolvimento regional que gerará um maior número de empregos e melhores condições de vida.

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

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

c) Contribuição para uma distribuição justa de renda.

Pode-se afirmar que uma distribuição de renda justa é alcançada a partir da geração de empregos e de um aumento nos salários das pessoas; porém, a distribuição de renda melhor na região onde o Projeto Arapucel está localizado é obtida com menos gastos e com renda maior nos municípios. 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. A população local terá benefícios econômicos em função dos royalties pagos aos municípios em função dos direitos hídricos concedidos à Arapucel.

d) Contribuição para o desenvolvimento tecnológico e construção de capacidade.

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

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

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



Uma outra contribuição importante para a construção da capacidade local são os programas educativos, que são executados (PCH Indiavaí, 2003) por profissionais técnicos que ensinam os educadores locais sobre a importância do meio ambiente para a sociedade deles. Um exemplo de tópicos abrangidos são os 3 Rs (Reduzir, Reutilizar e Reciclar).

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

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

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

Este novo paradigma de energia é aquele que usa combustíveis renováveis versus tecnologia com estoque finito de escala menor versus impactos ambientais pequenos, locais e de grande escala versus mercado amplo, global e liberalizado versus monopólio.

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

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

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

Conclusão

Concluindo, embora o Projeto Arapucel não faça uma grande aposta na sustentabilidade do país, ele é parte de uma idéia maior (a qual o governo federal apóia através do Proinfa), e contribui para, conforme o relatório de Brundland (WCED, 1987) define, o desenvolvimento sustentável que é o atendimento das necessidades presentes, sem comprometer a capacidade de futuras gerações atenderem suas próprias necessidades. Ou seja, ao utilizar instalações hidrelétricas de fio d’água, que são fontes de energia renováveis, para gerar eletricidade para uso local e para fornecimento à rede, o Projeto Arapucel desloca parte da eletricidade originada de gás natural, um combustível fóssil finito, e dá menos incentivos para a construção de grandes centrais hidrelétricas, que, embora sejam consideradas renováveis, podem causar um grande impacto ambiental e social.

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



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

a) Obtenção de aceitação pública

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

b) Avaliação abrangente de opções

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

c) Abordagem de reservatórios existentes

Não há reservatórios já existentes na região em que os projetos localizam-se.

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

Os reservatórios são considerados como sendo de baixo impacto.

d) Sustentação de rios e meios de vida

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

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

e) Reconhecimento de direitos garantidos e compartilhamento de benefícios

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

Quanto ao compartilhamento dos benefícios, verbas estão sendo estruturadas para amparar parques ambientais locais. Além disso, áreas degradadas estão sendo restauradas, e há trabalho de reflorestamento em andamento para as 3 centrais.

f) Obtenção de atendimento

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

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

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



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

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

F.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências para a documentação de suporte de uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela parte anfitriã
--

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

Após a avaliação do relatório ambiental preliminar pela autoridade ambiental estadual, foram feitas algumas pequenas exigências para a emissão das licenças. Todas as exigências foram, e estão sendo, atendidas pelos patrocinadores do projeto. Em resumo, o impacto ambiental da atividade do projeto não é considerado significativo e nenhuma avaliação completa de impacto ambiental foi efetuada.



SEÇÃO G. Comentários das partes interessadas

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

De acordo com a lei estabelecida pela FEMA, a agência ambiental, o ARAPUCCEL publicou uma convocação pública, para comentários das partes interessadas, em um jornal local enquanto solicitava a Licença de Operação (LO).

A convocação pública para as licenças ambientais foi publicada em 27 de julho de 2002.

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

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

Diversas organizações e entidades foram convidadas para fazer comentários sobre o projeto:

- Araputanga, Indiavaí e Jauru, Prefeitura
- Araputanga, Indiavaí e Jauru, Câmara dos Vereadores.
- FEMA - MT – Agência Ambiental do Estado do Mato.
- Departamento de Águas e Esgotos de Araputanga.
- ICV - Instituto Centro de Vida
- Procurador Público do Estado

G.2. Resumo dos comentários recebidos

Nenhum comentário foi recebido durante o processo de licenciamento.

A AND (Autoridade Nacional Designada) brasileira solicita que os projetos sejam abertos para comentários antes da validação. Assim, além dos comentários das partes interessadas globais da UNFCCC, este projeto esteve paralelamente aberto para comentários dos locais. Somente a Prefeitura de Indiavaí pediu esclarecimentos, mas não efetuou quaisquer comentários.

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

Nenhum comentário foi recebido. O projeto foi desenvolvido conforme planejado e seguindo as solicitações feitas pela autoridade ambiental local (FEMA-MT).

O artigo de pesquisa preparado pelo projeto Arapucel que analisa o impacto das instalações na região está disponível mediante solicitação.



Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DE PROJETO

Organização:	Araputanga Centrais Elétricas S. A.
Rua/Caixa Postal:	Rua Barão de Melgaço, 2350 - Sala 11
Prédio:	
Cidade:	Cuiabá
Estado/Região:	Mato Grosso
CEP:	
País:	Brasil
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Brennand
Segundo nome:	Monteiro
Nome:	Jaime
Email pessoal:	jaime@brennandenergia.com.br

Organização:	Arapucel Indiavaí S.A
Rua/Caixa Postal:	Rua Barão de Melgaço, 2350 - Sala 11
Prédio:	
Cidade:	Cuiabá
Estado/Região:	Mato Grosso
CEP:	
País:	Brasil
Representado por:	
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Brennand
Segundo nome:	Monteiro
Nome:	Jaime
Email pessoal:	jaime@brennandenergia.com.br



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



MDL – Conselho Executivo

página 55

Organização:	Arapucel Ombreiras S.A
Rua/Caixa Postal:	Rua Barão de Melgaço, 2350 - Sala 11
Prédio:	
Cidade:	Cuiabá
Estado/Região:	Mato Grosso
CEP:	
País:	Brasil
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Brennand
Segundo nome:	Monteiro
Nome:	Jaime
Email pessoal:	jaime@brennandenergia.com.br

Organização:	Brennand Energia
Rua/Caixa Postal:	Alameda Antonio Brennand, s/n
Prédio:	
Cidade:	Recife
Estado/Região:	Pernambuco
CEP:	50741-904
País:	Brasil
Telefone:	+55 (81) 2121-0300
FAX:	+55 (81) 2121-0300
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Brennand
Segundo nome:	Monteiro
Nome:	Jaime
Email pessoal:	jaime@brennandenergia.com.br



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



MDL – Conselho Executivo

página 56

Organização:	Comissão Interministerial de Mudanças Globais de Clima (Autoridade Nacional Designada brasileira do MDL).
Rua/Caixa Postal:	Esplanada dos Ministérios, Bloco E, sala 240
Prédio:	
Cidade:	Brasília
Estado/Região:	Distrito Federal
CEP:	70067-900
País:	Brasil
Telefone:	+55 (61) 317-7523
FAX:	+55 (61) 317-7557
Email:	
URL:	http://www.mct.gov.br/clima/ingles/Default.htm
Representado por:	
Cargo:	Secretário Executivo
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Miguez
Segundo nome:	Domingos Gonzalez
Nome:	José
Departamento:	Ministério da Ciência e Tecnologia
Email pessoal:	miguez@mct.gov.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES RELATIVAS A FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público foi ou será utilizado no projeto



Anexo 3
INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE

O sistema elétrico brasileiro tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: Norte-Nordeste (N-NE) e sul/sudeste/centro-oeste (S-SE-CO). Isto se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido próximo dos maiores centros de consumo do país. A evolução natural de ambos os sistemas mostra cada vez mais que deve haver uma integração no futuro. Em 1998, o governo brasileiro anunciava o primeiro trecho da linha de interconexão entre S-SE-CO e N-NE. Com investimentos da ordem de US\$ 700 milhões, a conexão tinha como principal finalidade, do ponto de vista do governo, pelo menos, ajudar a solucionar desequilíbrios energéticos no país: a região S-SE-CO poderia fornecer à região N-NE, caso fosse necessário e vice-versa.

Não obstante, mesmo após a interconexão ter sido estabelecida, artigos técnicos ainda dividiam o sistema brasileiro em dois (Bosi, 2000)¹³:

“... em que o Sistema Elétrico Brasileiro é dividido em três subsistemas distintos:

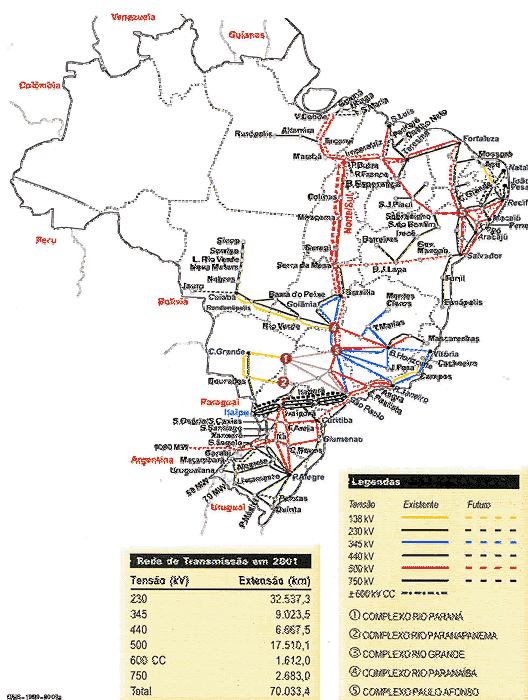
- (i) O sistema Interligado sul/sudeste/ centro-oeste.
- (ii) O Sistema Interligado norte/nordeste; e
- (iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localidades eletricamente isoladas dos sistemas interligados)."

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

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

¹³ Bosi, M. *Uma Visão Inicial sobre Metodologias de Linhas de Base para Emissão: Estudo de Caso sobre Geração de Eletricidade*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.

Sistema de Transmissão 2001-2003



Por fim, deve-se levar em conta que, embora os sistemas estejam interligados atualmente, o fluxo de energia entre N-NE e S-SE-CO é bastante limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Portanto, apenas uma fração da energia total gerada em ambos os subsistemas é enviada em uma direção ou em outra. É natural que esta fração possa mudar sua direção e magnitude (até a capacidade da linha de transmissão), dependendo dos padrões hidrológicos, do clima e de outros fatores fora de controle. Mas não deverá representar uma quantidade significativa de cada demanda de eletricidade do subsistema. Deve-se também considerar que apenas em 2004 a interligação entre SE e NE 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. Destes, cerca de 70% são centrais hidrelétricas, cerca de 10% são centrais movidas a queima de gás natural, 5,3% são centrais a diesel e óleo combustível, 3,1% são fontes de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, licor negro, madeira, palha de arroz e biogás), 2% são centrais nucleares, 1,4% são centrais a carvão mineral, e há ainda 8,1 GW de capacidade instalada em países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai), os quais podem despachar eletricidade para a rede brasileira. (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Na verdade, esta última capacidade compreende principalmente 6,3 GW da parte paraguaia da *Itaipu Binacional*, central hidrelétrica operada conjuntamente pelo Brasil e Paraguai, mas cuja energia é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.

As metodologias AM0015 e ACM0002 aprovadas requerem que os proponentes de projeto respondam por todas as fontes de geração que servem o sistema”. Desta forma, ao aplicar uma destas



metodologias, os proponentes de projeto no Brasil deverão buscar por, e pesquisar, todas as centrais que servem o sistema brasileiro.

De fato, no Brasil não há informações disponíveis ao público sobre tais fontes geradoras. O Operador Nacional do Sistema (ONS), argumenta que as informações sobre despacho são estratégicas para os agentes do setor elétrico e, portanto, não podem ser disponibilizadas. Por outro lado, a ANEEL - agência de eletricidade - fornece informações sobre a capacidade elétrica e outras questões legais relativas ao setor elétrico, porém, não poderão ser obtidas quaisquer informações sobre despacho através desta entidade.

Neste sentido, os proponentes de projeto buscaram uma solução plausível, de forma a poderem calcular o fator de emissão no Brasil da forma mais precisa. Considerando que, afinal, dados de despacho são necessários, o ONS foi contatado, para que os participantes saibam até que nível de informação detalhada poderia ser fornecida. Após diversos meses de conversas, as informações de despacho diário das centrais foram disponibilizadas quanto aos anos 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projeto, abordando a viabilidade no uso de tais dados, concluíram que eram as informações mais adequadas a serem consideradas ao determinar o fator de emissão para a rede brasileira. De acordo com a ANEEL, na verdade, as centrais centralizadas/despachadas do ONS responderam por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalado no Brasil até a mesma data (http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf), que inclui a capacidade disponível em países vizinhos para exportar ao Brasil e centrais de emergência, que somente são despachadas durante períodos de restrições elétricas no sistema. Portanto, muito embora o cálculo do fator de emissão seja efetuado sem considerar todas as fontes geradores que atendem ao sistema, cerca de 76,5% 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 de energia, 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. Dessa forma, provavelmente esta parcela não será afetada pelos projetos de MDL, e este é um outro motivo para não levá-los em conta ao determinar o fator de emissão.

Em uma tentativa para incluir todas as fontes geradoras, desenvolvedores de projeto consideraram a opção de pesquisar dados disponíveis porém não oficiais para suprir a lacuna existente. A solução encontrada foi o banco de dados da Agência Internacional de Energia, desenvolvido durante a realização do estudo de Bosi *et al.* (2002). Ao fundir dados do ONS com dados da AIE em uma planilha eletrônica, os proponentes de projeto têm conseguido considerar todas as fontes geradoras interligadas às redes pertinentes, visando determinar o fator de emissão. Descobriu-se que o fator de emissão calculado era mais conservador, ao considerar apenas dados do ONS (Tabela 10).



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

**Tabela 10 – 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 enfocar 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 a um baixo custo/inflexível foi determinada como a geração total menos a geração por centrais térmicas movidas a combustível fóssil, esta determinada através de dados de despacho diários fornecidos pelo ONS. Todas essas informações têm sido fornecidas aos validadores, e amplamente discutidas com eles, de forma a esclarecer plenamente todos os pontos. As figuras abaixo mostram as curvas de duração de carga para os três anos considerados, bem como o fator lambda calculado.

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

Tabela 11 - Fatores de emissão para a rede brasileira interligada sul/sudeste/centro-oeste (fator de margem de operação simples ajustada).

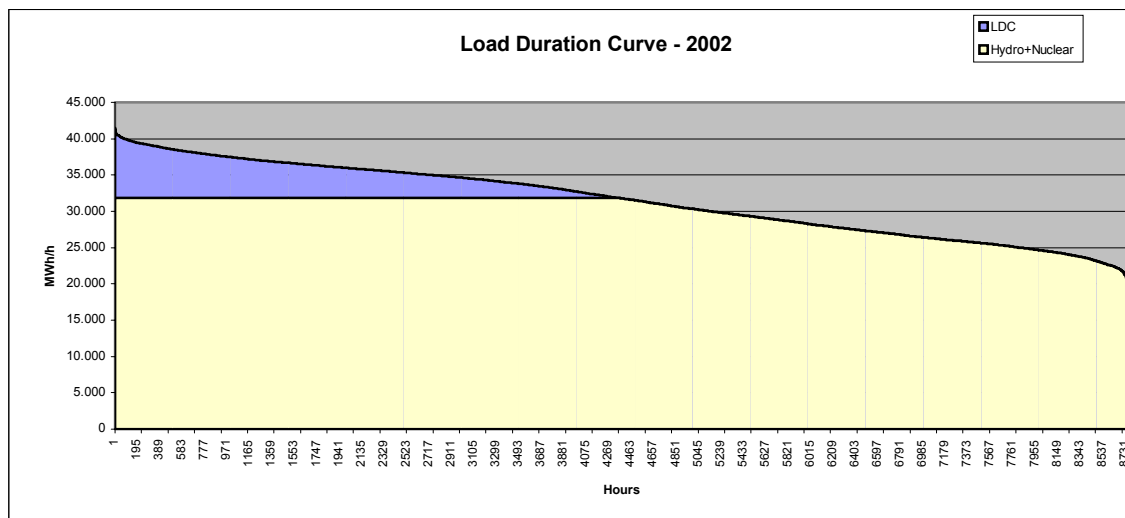


Figura 16: 2002 Curva de Duração de Carga S/SE/MW (fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema)

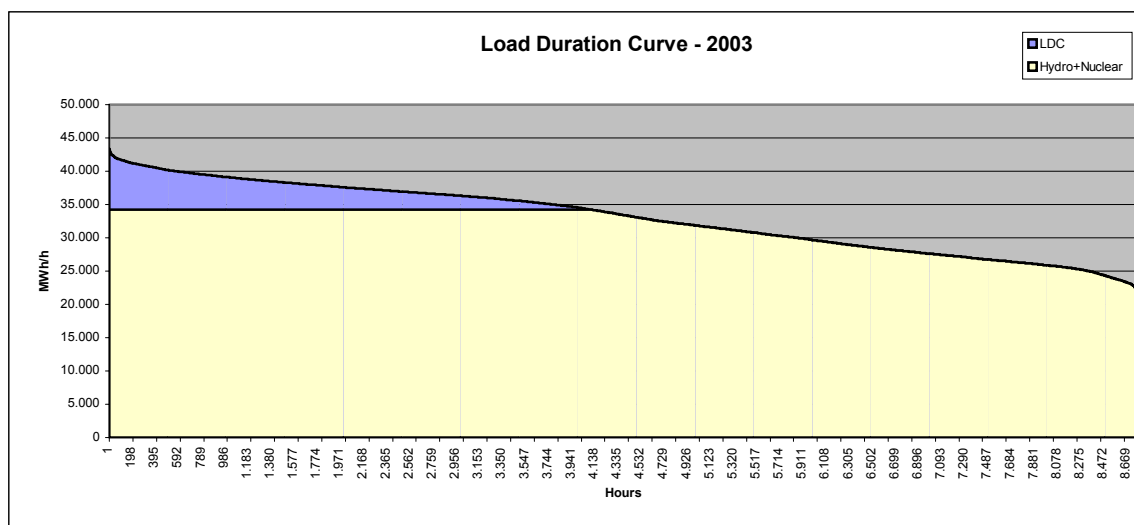


Figura 17: 2003 Curva de Duração de Carga S/SE/MW (fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema)

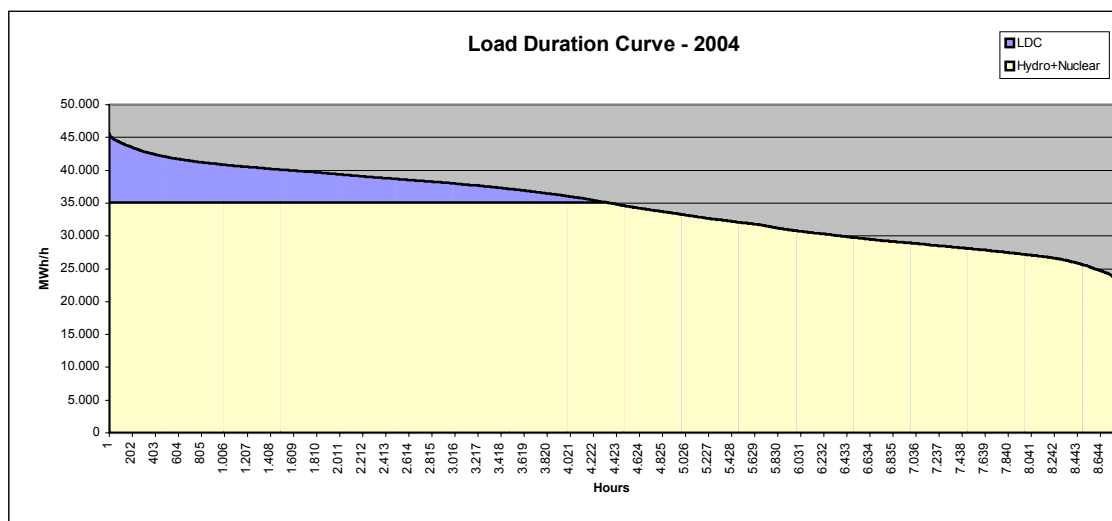


Figura 18: 2004 Curva de Duração de Carga S/SE/MW (fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema)



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



MDL – Conselho Executivo

página 64

	Subsistema*	Fonte de combustível**	Planta de energia	Início da Operação [2, 4, 5]	Capacidade Instalada (MW) [1]	Eficiência da conversão de combustível(%) [2]	Fator de emissão de carbono(tC/tJ) [3]	Fração do carbono oxidado[3]	Fator de emissão (tCO2/MWh)
1	S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121,5	1	0,0	0,0%	0,000
2	S-SE-CO	H	Gauporé	Sep-2003	120,0	1	0,0	0,0%	0,000
3	S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306,0	0,3	15,3	99,5%	0,670
4	S-SE-CO	H	Funil (MC)	Jan-2003	180,0	1	0,0	0,0%	0,000
5	S-SE-CO	H	Itaipu I	Sep-2002	156,1	1	0,0	0,0%	0,000
6	S-SE-CO	G	Araucária	Sep-2002	484,5	0,3	15,3	99,5%	0,670
7	S-SE-CO	G	Canoas	Sep-2002	160,6	0,3	15,3	99,5%	0,670
8	S-SE-CO	H	Piraju	Sep-2002	81,0	1	0,0	0,0%	0,000
9	S-SE-CO	G	Nova Piratininga	Jun-2002	384,9	0,3	15,3	99,5%	0,670
10	S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Jun-2002	5,0	0,3	20,7	99,0%	0,902
11	S-SE-CO	H	Rosal	Jun-2002	55,0	1	0,0	0,0%	0,000
12	S-SE-CO	G	Ibité	May-2002	226,0	0,3	15,3	99,5%	0,670
13	S-SE-CO	H	Cana Brava	May-2002	465,9	1	0,0	0,0%	0,000
14	S-SE-CO	H	Sta. Clara	Jan-2002	60,0	1	0,0	0,0%	0,000
15	S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1.140,0	1	0,0	0,0%	0,000
16	S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87,0	0,28	15,3	99,5%	0,718
17	S-SE-CO	G	Macaé Merchant	Nov-2001	922,6	0,24	15,3	99,5%	0,837
18	S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Nov-2001	902,5	1	0,0	0,0%	0,000
19	S-SE-CO	G	Eletrobrás	Oct-2001	379,0	0,24	15,3	99,5%	0,837
20	S-SE-CO	H	Porto Estrela	Sep-2001	112,0	1	0,0	0,0%	0,000
21	S-SE-CO	G	Cuiaba (Mario Covas)	Aug-2001	529,2	0,3	15,3	99,5%	0,670
22	S-SE-CO	G	W. Arjona	Jan-2001	194,0	0,25	15,3	99,5%	0,804
23	S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	639,9	0,45	15,3	99,5%	0,447
24	S-SE-CO	H	S. Caxias	Jan-1999	1.240,0	1	0,0	0,0%	0,000
25	S-SE-CO	H	Canoas I	Jan-1999	82,5	1	0,0	0,0%	0,000
26	S-SE-CO	H	Canoas II	Jan-1999	72,0	1	0,0	0,0%	0,000
27	S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210,0	1	0,0	0,0%	0,000
28	S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1.540,0	1	0,0	0,0%	0,000
29	S-SE-CO	D	Cuiaba (Mario Covas)	Oct-1998	529,2	0,27	20,2	99,0%	0,978
30	S-SE-CO	H	Sobragi	Sep-1998	60,0	1	0,0	0,0%	0,000
31	S-SE-CO	H	PCH EMAE	Jan-1998	26,0	1	0,0	0,0%	0,000
32	S-SE-CO	H	PCH CEE	Jan-1998	25,0	1	0,0	0,0%	0,000
33	S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43,0	1	0,0	0,0%	0,000
34	S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15,0	1	0,0	0,0%	0,000
35	S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	62,0	1	0,0	0,0%	0,000
36	S-SE-CO	H	PCH CELESC	Jan-1998	50,0	1	0,0	0,0%	0,000
37	S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145,0	1	0,0	0,0%	0,000
38	S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15,0	1	0,0	0,0%	0,000
39	S-SE-CO	H	PCH CERJ	Jan-1998	59,0	1	0,0	0,0%	0,000
40	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70,0	1	0,0	0,0%	0,000
41	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84,0	1	0,0	0,0%	0,000
42	S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55,0	1	0,0	0,0%	0,000
43	S-SE-CO	H	S. Mesa	Jan-1998	1.275,0	1	0,0	0,0%	0,000
44	S-SE-CO	H	PCH EPAULO	Jan-1998	26,0	1	0,0	0,0%	0,000
45	S-SE-CO	H	Guilmar Amorim	Jan-1997	140,0	1	0,0	0,0%	0,000
46	S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375,0	1	0,0	0,0%	0,000
47	S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	408,0	1	0,0	0,0%	0,000
48	S-SE-CO	H	Noav Ponte	Jan-1994	510,0	1	0,0	0,0%	0,000
49	S-SE-CO	H	Segredo (Gov. Ney Braga)	Jan-1992	1.260,0	1	0,0	0,0%	0,000
50	S-SE-CO	H	Taguarucu	Jan-1989	554,0	1	0,0	0,0%	0,000
51	S-SE-CO	H	Manso	Jan-1988	210,0	1	0,0	0,0%	0,000
52	S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	125,0	1	0,0	0,0%	0,000
53	S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1.450,0	1	0,0	0,0%	0,000
54	S-SE-CO	H	Rosana	Jan-1987	369,2	1	0,0	0,0%	0,000
55	S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1.874,0	1	0,0	0,0%	0,000
56	S-SE-CO	H	T. Irmãos	Jan-1985	807,5	1	0,0	0,0%	0,000
57	S-SE-CO	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6.300,0	1	0,0	0,0%	0,000
58	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5.375,0	1	0,0	0,0%	0,000
59	S-SE-CO	H	Emborcação	Jan-1982	1.192,0	1	0,0	0,0%	0,000
60	S-SE-CO	H	Nova Avanhandava	Jan-1982	347,4	1	0,0	0,0%	0,000
61	S-SE-CO	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1.676,0	1	0,0	0,0%	0,000

* Subsistema: S - Sul, SE-CO - Sudeste-Centro-Oeste

** Fonte de combustível (C, bituminoso carvão; D, óleo diesel; G, gás natural; H, hidráulica; N, nuclear; O, residual fuel oil).

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração (<http://www.aneel.gov.br>), dado coletado em novembro de 2004.

[2] Bost, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.

[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN de Jan. 1, 2001 a Dez 31, 2003.

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (<http://www.aneel.gov.br>), dado coletado em novembro de 2004.

Tabela 12 – Banco de dados de centrais elétricas para a rede brasileira interligada sul/sudeste/centro-oeste, parte 1.



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



MDL – Conselho Executivo

página 65

	Subsistema*	Fonte de combustível**	Planta de energia	Início da Operação [2, 4, 5]	Capacidade Instalada (MW) [1]	Eficiência da conversão de combustível(%) [2]	Fator de emissão de carbono(tC/TJ) [3]	Fração do carbono oxidado[3]	Fator de emissão (tCO2/MWh)
62	S-SE-CO	H	S. Santiago	Jan-1980	1.420,0	1	0,0	0,0%	0,000
63	S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1980	2.280,0	1	0,0	0,0%	0,000
64	S-SE-CO	O	Igarapé	Jan-1978	131,0	0,3	20,7	99,0%	0,902
65	S-SE-CO	H	Itauba	Jan-1978	512,4	1	0,0	0,0%	0,000
66	S-SE-CO	H	A. Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1.396,2	1	0,0	0,0%	0,000
67	S-SE-CO	H	S. Simão	Jan-1978	1.710,0	1	0,0	0,0%	0,000
68	S-SE-CO	H	Capiwara	Jan-1977	640,0	1	0,0	0,0%	0,000
69	S-SE-CO	H	S. Osório	Jan-1975	1.078,0	1	0,0	0,0%	0,000
70	S-SE-CO	H	Marimbondo	Jan-1975	1.440,0	1	0,0	0,0%	0,000
71	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264,0	1	0,0	0,0%	0,000
72	S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446,0	0,26	26,0	98,0%	1,294
73	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380,0	1	0,0	0,0%	0,000
74	S-SE-CO	H	Porto Colômbia	Jun-1973	320,0	1	0,0	0,0%	0,000
75	S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220,0	1	0,0	0,0%	0,000
76	S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158,0	1	0,0	0,0%	0,000
77	S-SE-CO	H	Ilha Solteira	Jan-1973	3.444,0	1	0,0	0,0%	0,000
78	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131,0	1	0,0	0,0%	0,000
79	S-SE-CO	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252,0	1	0,0	0,0%	0,000
80	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414,0	1	0,0	0,0%	0,000
81	S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424,0	1	0,0	0,0%	0,000
82	S-SE-CO	H	Sá Carvalho	Apr-1970	78,0	1	0,0	0,0%	0,000
83	S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1.050,0	1	0,0	0,0%	0,000
84	S-SE-CO	H	Ibitinga	Jan-1969	131,5	1	0,0	0,0%	0,000
85	S-SE-CO	H	Jupia	Jan-1969	1.551,2	1	0,0	0,0%	0,000
86	S-SE-CO	O	Alegrete	Jan-1968	66,0	0,26	20,7	99,0%	1,040
87	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30,0	0,24	15,3	99,5%	0,837
88	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766,0	0,31	15,3	99,5%	0,848
89	S-SE-CO	H	Parabuna	Jan-1968	85,0	1	0,0	0,0%	0,000
90	S-SE-CO	H	Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	Jan-1967	32,0	1	0,0	0,0%	0,000
91	S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80,4	1	0,0	0,0%	0,000
92	S-SE-CO	C	J. Lacerda C	Jan-1965	363,0	0,25	26,0	98,0%	1,345
93	S-SE-CO	C	J. Lacerda B	Jan-1965	262,0	0,21	26,0	98,0%	1,802
94	S-SE-CO	C	J. Lacerda A	Jan-1965	232,0	0,18	26,0	98,0%	1,869
95	S-SE-CO	H	Bariri (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	143,1	1	0,0	0,0%	0,000
96	S-SE-CO	H	Funil (RJ)	Jan-1965	216,0	1	0,0	0,0%	0,000
97	S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	20,0	0,3	26,0	98,0%	1,121
98	S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1.216,0	1	0,0	0,0%	0,000
99	S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140,8	1	0,0	0,0%	0,000
100	S-SE-CO	C	Charqueadas	Jan-1962	72,0	0,23	26,0	98,0%	1,462
101	S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97,7	1	0,0	0,0%	0,000
102	S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180,0	1	0,0	0,0%	0,000
103	S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99,1	1	0,0	0,0%	0,000
104	S-SE-CO	H	Três Marias	Jan-1962	396,0	1	0,0	0,0%	0,000
105	S-SE-CO	H	Eucídes da Cunha	Jan-1960	108,8	1	0,0	0,0%	0,000
106	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46,0	1	0,0	0,0%	0,000
107	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56,1	1	0,0	0,0%	0,000
108	S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658,0	1	0,0	0,0%	0,000
109	S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1958	70,0	1	0,0	0,0%	0,000
110	S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102,0	1	0,0	0,0%	0,000
111	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Jan-1956	478,0	1	0,0	0,0%	0,000
112	S-SE-CO	H	Itutinga	Jan-1955	52,0	1	0,0	0,0%	0,000
113	S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20,0	0,26	26,0	98,0%	1,294
114	S-SE-CO	O	Carioba	Jan-1954	36,2	0,3	20,7	99,0%	0,902
115	S-SE-CO	O	Piratininga	Jan-1954	472,0	0,3	20,7	99,0%	0,902
116	S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42,5	1	0,0	0,0%	0,000
117	S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378,4	1	0,0	0,0%	0,000
118	S-SE-CO	H	Fontes Nova	Jan-1940	130,3	1	0,0	0,0%	0,000
119	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420,0	1	0,0	0,0%	0,000
120	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469,0	1	0,0	0,0%	0,000
121	S-SE-CO	H	I. Pombos	Jan-1924	189,7	1	0,0	0,0%	0,000
122	S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	11,8	1	0,0	0,0%	0,000
Total (MW) =					64.478,6				
* Subsistema: S - Sul, SE-CO - Sudeste -Centro-Oeste									
** Fonte de combustível (C, bituminoso carvão; D, óleo diesel; G, gás natural; H, hidráulica; N, nuclear; O, residual fuel oil).									
[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração (http://www.aneel.gov.br), dado coletado em novembro de 2004).									
[2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.									
[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.									
[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN de Jan. 1, 2001 a Dez.31, 2003).									
[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (http://www.aneel.gov.br), dado coletado em novembro de 2004).									

Tabela 13 – Banco de dados de centrais elétricas para a rede brasileira interligada sul/sudeste/centro-oeste, parte 2.



**ANEXO 4
PLANO DE MONITORAMENTO**

De acordo com os procedimentos definidos pela metodologia de monitoramento aprovada ACM0002 (“Metodologia de linha de base consolidada para geração elétrica interligada à rede, a partir de fontes renováveis”).

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

Apesar das informações sobre despacho serem consideradas estratégicas para os agentes do setor, o Operador Nacional do Sistema – ONS irá disponibilizar as informações para cálculo do fator de emissão da rede brasileira. As informações, fornecidas pelo ONS, serão coletadas todo ano e, os cálculos serão feitos por empresas de consultoria em projetos de MDL.



ANEXO 5
BIBLIOGRAFIA

- ACM0002 (2004).** Metodologia de Linha de Base Consolidada Aprovada 0002 – Metodologia Consolidada para geração de eletricidade interligada da rede de fontes renováveis. UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 15º Relatório de Reunião, 3 de setembro de 2004, Anexo 2. Website: <http://cdm.unfccc.int/>
- Arida, P. E. L. Bacha e A. L. Resende (2005).** *Credit, Interest, and Jurisdictional Uncertainty: Conjectures on the Case of Brazil.* Em F. Giavazzi, I. Goldfajn e S. Herrera (orgs.), *Inflation Targeting, Debt, and the Brazilian Experience* [Metas de inflação, dívida e a experiência brasileira], 1999 a 2003. Cambridge, MA: MIT Press.
- Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba (2002).** Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OECD and IEA information paper.
- BNDES (2000).** O setor elétrico – Desempenho 1993/1999. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, nº 53. <http://www.bndes.gov.br/>
- CGE/CBEE (2002).** Programa de Energia Emergencial. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.
- Eletrobrás (1999).** Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Website: <http://www.eletrobras.gov.br/>
- Elliot, D. (2000).** Renewable Energy and Sustainable Futures [Energia renovável e futuros sustentáveis]. Futures 32 CTS Special ‘Sustainable Futures’ Issue [Publicação especial ‘Futuros Sustentáveis’], páginas 261 a 274, abril/maio 2000
- IBGE (2004).** Banco de dados Cidades@,. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (<http://www.ibge.gov.br/>).
- Kartha, S., M. Lazarus e M. Bosi (2002).** Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OECD and IEA information Paper.
- OECD (2001).** OECD Economic Surveys: Brazil. Organization for Economic Co-Operation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França.
- OCDE (2004).** Environmental Outlook [Panorama Ambiental]. Organization for Economic Cooperation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico]. Website: <http://www.oecd.org/env/>
- OECD (2005).** Estudo econômico do Brasil da OCDE 2005: Normas do setor elétrico. Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris, França
- ONS (2004).** De olho na energia: Histórico da energia, carga própria de energia 1999-2003. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Website: <http://www.ons.gov.br/>



- ONS-ADO (2004).** Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários sobre todo o sistema elétrico interligado a partir de 1º de janeiro de 2001 a 31 de dezembro de 2003. Website: <http://www.ons.gov.br/>
- PCH Indiavaí (2003).** Relatório de Monitoramento de Qualidade D'Água e Limnologia do Rio Jauru. PCH Indiavaí, SEMA-MT Processo 2458/03.
- Pinto Júnior, H. (2003).** Les problèmes des réformes structurelles et institutionnelles inachevées: le cas de l'industrie électrique au Brésil. *Révue de l'Energie* **544**, 103-111.
- Schaeffer, R., J. Logan, A. S. Szklo, W. Chandler e J. C. de Souza (2000).** Electric Power Options in Brasil. Pew Center on Global Climate Change.
- SIESE (2002).** Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica: Boletim Anual. Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) - MME (Ministério de Minas e Energia do Brasil). Website: http://www.eletrobras.gov.br/IN_Informe_SIESE/
- Tolmasquim, M.T. (2003) [Ed.].** Fontes Renováveis de Energia no Brasil. Editora Interciência
- UNEP-LAC (2002).** Relatório Final da 7ª Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 maio, 2002, São Paulo (Brasil).
- WCED [CMMAD] (1987).** Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.