



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP-MDL)
Versão 03 - válida a partir de: 28 de Julho de 2006**

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de monitoramento e linha de base
- C. Duração da atividade do projeto/ Período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários dos atores

Anexos

- Anexo 1: Dados para contato dos participantes da atividade de projeto
- Anexo 2: Informações sobre financiamento público
- Anexo 3: Informações de linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

A.1 Título da atividade de projeto:

Projeto Complexo Energético Fundão-Santa Clara (PCEFSC)
Versão 3
22/02/2007

A.2. Descrição da atividade de projeto:

O PCEFSC consiste de um complexo hidrelétrico, composto pelas plantas hidrelétricas Fundão e Santa Clara, ambas localizadas no Rio Jordão, estado do Paraná. A planta hidrelétrica Fundão é composta de uma planta de pequena e outra de grande escala. A planta hidrelétrica Santa Clara é composta de uma planta de pequena e outra de grande escala. O PCEFSC é conectado ao subsistema S-SE-CO através de três linhas de transmissão de 138 KV.

Com a implantação deste projeto, Elejor – Centrais Elétricas do Rio Jordão é capaz de vender eletricidade a rede Sul-Sudeste Centro-Oeste, evitando o despacho de energia proveniente de plantas de combustível fóssil. Então, a iniciativa evita emissões de CO₂, contribuindo também com o desenvolvimento sustentável nacional e regional.

Elejor é formada pelas companhias COPEL (Companhia Paranaense de Energia) e Paineira Participações S.A. com o objetivo de instalar e operar o PCEFSC.

Os acionistas da PCEFSC estão convencidos que a energia proveniente de hidrelétricas é uma fonte sustentável de energia que traz vantagens para mitigar o aquecimento global. Usando os recursos naturais disponíveis, o PCEFSC ajuda a aumentar o consumo de energia renovável. A venda de RCE gerada pelo projeto aumentará a atratividade de projetos de hidrelétricas, incentivando a produção de energia e diminuindo a dependência de combustível fóssil.

Além disso, a hidroeletricidade tem uma participação importante no desenvolvimento da economia do país, já que esse tipo de projeto fornece aproximadamente 10000 empregos durante a construção dos reservatórios e barragens, construção de novas cidades devido a inundação da área e a instalação de linhas de transmissão. A indústria pesada brasileira desenvolveu a tecnologia para projetos de hidroeletricidade com equipamentos que proporcionam a produção de altos níveis de eletricidade. Dessa forma, o desenvolvimento da indústria pesada ajuda o país a criar empregos e alcançar o desenvolvimento sustentável.

Outras atividades que correspondem as responsabilidades social e ambiental da companhia são descritas abaixo:

a) Contribuição para a sustentabilidade ambiental local:

A construção, instalação e certificação do PCEFSC (duas plantas hidrelétricas de pequena escala e duas de grande escala) requerem que a companhia siga controle rígido dos impactos ambientais, trazendo benefícios ambientais diretos. Um exemplo é a implantação de ações documentadas (“Plano de uso e ocupação do reservatório e fronteiras da Usina Hidrelétrica Santa Clara” e “Plano de uso e ocupação do reservatório e fronteiras da Usina Hidrelétrica Fundão”), para estabelecer critérios e parâmetros para guiar as atividades e formas de uso que poderiam ser implantadas nos reservatórios e suas fronteiras. Além disso, a operação do projeto melhora as condições ambientais, já que o uso de fontes de energia renovável diminui o uso de fontes não renováveis.



b) Contribuição a melhora das condições de trabalho e criação de emprego:

Elejor, através do Consórcio Construtor Complexo Jordão – CCCJ – empregou mais de 1500 pessoas apenas durante a construção. Depois da construção do complexo, Elejor necessitará de uma força de trabalho dedicada para instalação, operação e manutenção da planta. Então, a operação do PCEFSC contribui não apenas para a geração de emprego direto, mas também para emprego indireto, sendo esse principalmente no campo tecnológico, como pesquisa e desenvolvimento, na produção e manutenção de equipamentos.

c) Contribuição para a distribuição de renda:

A implementação do PCEFSC cria uma opção de retorno através da venda de eletricidade em adição ao retorno das RCEs, assegurando uma sustentabilidade energética e financeira maior. Novas posições de emprego serão criadas durante a construção do complexo. Como trabalhadores nas cidades vizinhas vivem da agricultura local e são usualmente de baixa qualificação, o projeto contribuirá para a distribuição de renda através da criação de condições de emprego com melhores salários.

e) Contribuição para a integração regional e cooperação com outros setores:

Elejor usou as potencialidades locais para atender às necessidades do projeto, abastecimento de comida, combustível, transporte, segurança, materiais, trabalho simples e especializado, comercialização de produtos locais, aluguel de equipamentos e construção e doação de uma ponte para os países ao redor do projeto.

Elejor também investiu em recursos financeiros em educação ambiental e comunicação em parceria com uma rede de educação local e assistência social e técnica para as famílias removidas devido a construção do reservatório.

Um esforço da Elejor e das companhias envolvidas para executar o Programa Ambiental permitiu a aplicação completa da Política Ambiental da companhia, com avanços científicos fortes para preservar a fauna e flora local, interagindo com instituições de pesquisa estadual e federal.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da Parte envolvida ((anfitriã) indica uma Parte anfitriã)	Participantes de projeto entidade(s) privada e/ou pública (conforme aplicável)	Indique gentilmente se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitriã)	Elejor – Centrais Elétricas do Rio Jordão (entidade privada e pública)	Não

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

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:



A.4.1. Local da atividade de projeto:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado etc.:

Paraná

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:

Candói, Foz do Jordão e Pinhão

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física, inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto (máximo de uma página):

PCEFSC está localizado no Rio Jordão nas seguintes coordenadas: 25°42' S; 52°00' O.

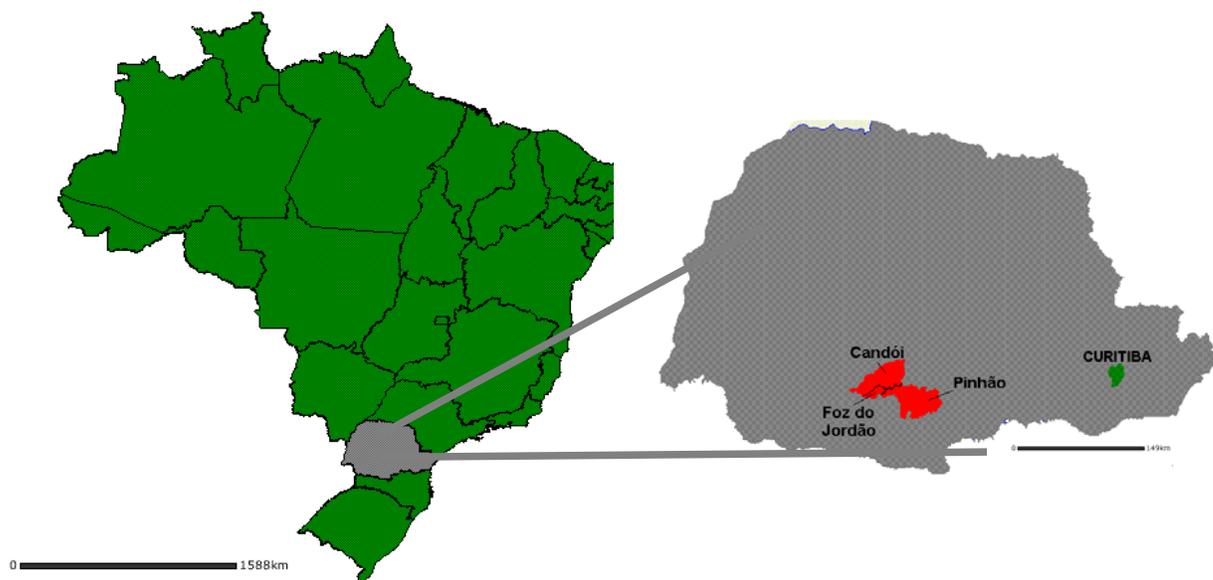




Figura 1. Posição geográfica da UHE Fundão e UHE Santa Clara

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

Escopo Setorial: 1-Indústria de Energia (fontes renováveis / não renováveis).

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

A eletricidade pode ser produzida de diferentes fontes, mas a mais eficiente é a hidráulica, cuja eficiência é acima de 90%. Outras vantagens são: não polui, é renovável e permite, através de barragens, o controle do fluxo do rio, minimizando os efeitos de inundação.

A produção de eletricidade é possível usando um declive irregular do rio, o que permite o uso de energia associada às quedas d'água e ao volume de água que será armazenado no reservatório. A implantação de plantas de energia no rio envolve a construção de uma barragem para formar um reservatório de água, a casa de força, subestação e as linhas de transmissão.

Há duas estruturas principais na barragem.

- conduto forçado: estrutura onde a água passa para o interior da casa de força para movimentar as turbinas;
- vertedor: estrutura onde o excedente de água passa durante intensa pluviosidade.

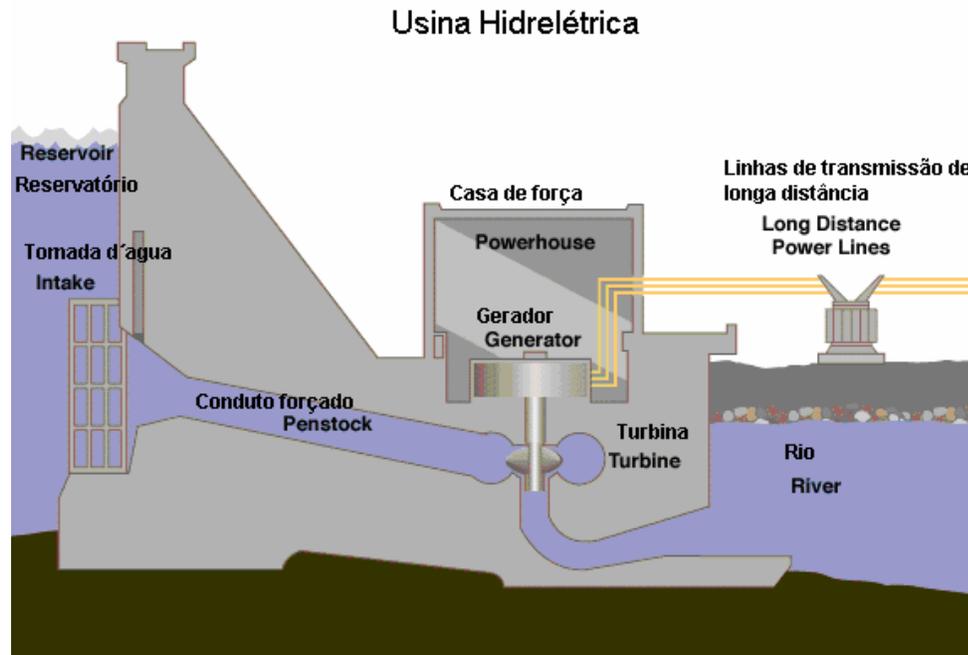


Figura 2. Ilustração esquemática de uma usina hidrelétrica.

Fonte: NationMaster.com; disponível em <<http://www.nationmaster.com/encyclopedia/Image:Hydroelectric-dam.png>>, acessado em 17 de Novembro de 2005.

O PCEFSC possui duas fases, que consistem na construção de duas barragens para produção de eletricidade em dois locais diferentes.

Fase 1 (2005): o início de operação do Complexo Santa Clara, composto por um Usina Hidrelétrica de grande escala – UHE Santa Clara (120 MW) e uma Usina Hidrelétrica de pequena escala – PCH Santa Clara (3,6 MW).

Fase 2 (2006): o início de operação do Complexo Fundão, composto por uma Usina Hidrelétrica de pequena escala – PCH Fundão (2,5 MW) e uma Usina Hidrelétrica de grande escala – UHE Fundão (120 MW).

As quatro plantas poderão exportar cerca de 1.229 MWh/ano para a rede nacional. A PCH Fundão e PCH Santa Clara foram construídas nas estruturas das UHE Fundão e UHE Santa Clara respectivamente, usando parte do fluxo sanitário de cada unidade para gerar eletricidade.

A Tabela 1 mostra quando e quais equipamentos operarão:



Tabela 1: Dados técnicos do PCEFSC

	Ativo
Fase 1 2005	Um turbo-gerador de 3,6 MW (PCH Santa Clara)
	Dois turbo-geradores de 60 MW cada (UHE Santa Clara)
Fase 2 2006	Um turbo gerador de 2,5 MW (PCH Fundão)
	Dois turbo geradores de 60 MW (UHE Fundão)

A.4.4 Quantia estimada de reduções de emissões durante o período de créditos escolhido:

Anos	Estimativa anual das reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2007 ¹	66.396
2008	265.585
2009	265.585
2010	265.585
2011	265.585
2012	265.585
2013	265.585
2014 ²	199.189
Reduções Totais Estimadas (toneladas de CO₂e)	1.859.094
Número Total de anos de crédito	7
Média Anual do Período de Crédito das Reduções Estimadas (toneladas de CO₂e)	265.584

¹ período de 01/10/2007 a 31/12/2007

² período de 01/01/2014 a 30/09/2014

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público do Anexo I envolvido no PCEFSC.

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

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

- Versão 06 da ACM0002 (19/05/2006) “Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”;
- Versão 03 da “Tool for the demonstration and assessment of additionality”.



B.2 Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:

A ACM0002 – versão 6 é aplicável a atividade de projeto pelas seguintes razões:

- O PCEFSC consiste na construção das novas Usinas Hidrelétricas Santa Clara e Fundão;
- Ambos reservatórios (Santa Clara e Fundão) possuem densidades de energia (capacidade instalada pela área da superfície do reservatório cheio) maior que 4 W/m^2 . A densidade de energia do Complexo Fundão é maior que 10 W/m^2 ($122,5 \text{ MW}$ de capacidade instalada e área de reservatório de $2,15 \text{ km}^2 = 56,97 \text{ W/m}^2$) e a densidade de energia do Complexo Santa Clara está entre 4 e 10 ($123,6 \text{ MW}$ de capacidade instalada e área de reservatório de $20,14 \text{ km}^2 = 6,13 \text{ W/m}^2$);
- Não é projeto de troca de combustível fóssil;
- A fronteira geográfica do sistema da rede elétrica relevante pode ser claramente identificada e informações das características da rede estão disponíveis.

B.3. Descrição das fontes e gases inclusos na fronteira do projeto:

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
Linha de base	Geração elétrica da rede	CO ₂	Sim	Os participantes do projeto devem apenas contar emissões de CO ₂ da geração de eletricidade proveniente de energia de combustível fóssil que é deslocada devido à atividade de projeto.
		CH ₄	Não	
		N ₂ O	Não	
Atividade de projeto	Emissões do reservatório da planta Santa Clara	CO ₂	Sim	As emissões do projeto devem ser consideradas para o reservatório Santa Clara, já que sua densidade de energia está entre 4 e 10 W/m^2 . Não há emissões de projeto devido ao reservatório Fundão, já que sua densidade de energia é maior que 10 W/m^2 , como descrito na seção B.2.
		CH ₄	Não	
		N ₂ O	Não	

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

De acordo com a ACM0002 – versão 6, a linha de base é identificada como:

“Eletricidade despachada para a rede pelo projeto seria de outra forma gerada pela operação da plantas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido na margem combinada (MC)...”

O PCEFSC é um projeto de geração de energia renovável para a rede. Despachando energia renovável para a rede, eletricidade que seria produzida usando combustíveis fósseis é deslocada. Esse deslocamento elétrico ocorrerá na margem do sistema, i.e. este projeto MDL deslocará eletricidade que é produzida por fontes marginais (principalmente plantas térmicas de combustível fóssil) que possuem maior custo de despacho e são solicitadas apenas durante as horas em que fontes de carga básica (de baixo custo e despacho obrigatório) não podem abastecer a rede (devido aos altos custos de despacho marginal ou problemas de armazenamento de combustível – como é o caso de fontes hidráulicas). O PCEFSC não modifica ou reforma uma unidade de geração existente. Então, sua linha de base é definida como descrito na ACM0002 – versão 6.

Para este projeto, as emissões da linha de base são as emissões relacionadas à energia que seria despachada para rede sem o projeto. A rede elétrica possui um fator de emissão, então a energia que seria despachada, na ausência do projeto, seria associada com uma emissão. Essas emissões são as emissões da



linha de base para o projeto. Assume-se que a energia despachada para a rede, pelo projeto, seria proveniente da rede elétrica com uma emissão associada.

Os cálculos do fator de emissão são explicados na seção B.6.3. O fator de emissão é determinado *ex-ante*, que significa que foram usados dados históricos mais recentes. Nesse caso o fator de emissão é calculado com dados dos anos de 2003, 2004 e 2005.

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada (análise e demonstração da adicionalidade):

Aplicação da ferramenta de demonstração e avaliação da adicionalidade para PCEFSC

Passo 1. Identificação das alternativas para a atividade do projeto, consistente com as leis e regulamentações atuais

Sub-passo 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto

As seguintes alternativas foram consideradas:

- A atividade de projeto proposta não registrada como uma atividade de projeto de MDL;
- Continuação da situação atual (nenhuma atividade de projeto ou outras alternativas consideradas).

Sub-passo 1b: Consistência com leis e regulamentações aplicáveis

As alternativas cumprem com todas as leis e regulamentações brasileiras de geração de eletricidade.

Passo 2. Análise de investimentos

Sub-passo 2a. Determinação do método de análise mais apropriado

A atividade de projeto gera outros benefícios econômicos ou financeiros além do retorno relacionado com o MDL. Então, os participantes do projeto estão optando pela análise benchmark (Opção III).

Sub-passo 2b. – Opção III. Aplicar a Análise de Benchmark

O indicador mais apropriado para o contexto de decisão é a Taxa Interna de Retorno do projeto (TIR do projeto). Para a análise de benchmark, a TIR é o principal indicador para comparar todos os cenários sob a análise.

O valor do benchmark relevante considerado pela Elejor para comparar a TIR do projeto foi derivado da taxa de retorno mínima requerida do setor elétrico brasileiro, que corresponde a 12%¹.

Sub-passo 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros (apenas aplicável as opções II e III):

Elejor desenvolveu uma análise do fluxo de caixa para o PCEFSC de forma transparente, incluindo todos os custos e retornos relevantes (excluindo o retorno das RCEs), a fim de se calcular o indicador financeiro adequado.

As hipóteses feitas para a análise incluem custos de capital e operação e o IGPM (taxa de inflação).

¹ CATAPAN, Edilson; HEDEMANN, Francisco. “Variáveis essenciais a uma metodologia de cálculo do custo de capital”. PUC-PR. March, 2002.



Elejor recebeu financiamento do BNDES de USD 120 milhões (51% do investimento total), com uma taxa TJLP (taxa de juros de longo prazo) de 4% ao ano.

O fluxo de caixa para PCEFSC foi apresentado para a Entidade Operacional Designada com cálculos financeiros detalhados. Isso resultou numa TIR (36 anos) de 11,237%.

Como pôde ser verificado, espera-se uma baixa TIR do projeto. De acordo com a TIR de investimento mínima de 12% adotada pela Elejor, este projeto não seria considerado. Baseado neste critério, o projeto não pode ser considerado como financeiramente atrativo.

Sub-passo 2d. Análise de sensibilidade (apenas aplicável as opções II e III):

A seguinte análise de sensibilidade foi desenvolvida para o projeto:

1. Flutuação do custo total de investimento (CAPEX)
2. Flutuação dos custos de operação do projeto (OPEX)
3. Flutuação da inflação brasileira (IGPM)

e o impacto na TIR está apresentada na Tabela 2.

Tabela 2: TIR resultante da análise de sensibilidade

Fator	Flutuação	IGPM	TIR
CAPEX/OPEX	-10%	0%	12,060%
CAPEX/OPEX	+10%	0%	10,386%
CAPEX/OPEX	-10%	-10%	12,113%
CAPEX/OPEX	+10%	-10%	10,438%
CAPEX/OPEX	-10%	+10%	12,006%
CAPEX/OPEX	+10%	+10%	10,335%

Como pode ser verificado, baseando nos aspectos de sensibilidade do projeto, o projeto necessitaria de uma redução significativa no preço do investimento (muito improvável) ou de um aumento significativo na geração (também improvável) para estar acima do requerido Índice Financeiro de 12%.

Baseado na análise de sensibilidade, permanece improvável que o projeto será capaz de satisfazer seus requerimentos sem o auxílio do retorno das RCEs. Então, isso enfatiza que a atividade de projeto provavelmente não será atrativa financeiramente.

Passo 3. Análise de Barreiras

Sub-passo 3a: Identificar barreiras que impediriam a implantação do tipo da atividade de projeto de MDL proposta

Barreira Climática:

Como uma fonte renovável de geração de eletricidade pelo armazenamento de água em represas, a energia hidrelétrica é claramente dependente dos níveis de precipitação ao longo do ano. Como as estações brasileiras têm características típicas, o inverno tem um nível de precipitações predominantemente baixo e o verão tem um nível alto de precipitações. Então, a água do reservatório é armazenada no verão e consumida no inverno.



No modelo elétrico brasileiro, a maior fonte de energia é hidrelétrica. Em 2001-2002, o Brasil enfrentou um grande problema de suprimento de energia devido à falta de precipitações durante o verão de 2001 que não encheram os reservatórios. Quando o inverno chegou, os níveis dos reservatórios não possuíam capacidade suficiente para atender a demanda de eletricidade. A Figura 3 mostra o que ocorreu com os “níveis energéticos” armazenados nos reservatórios, durante Janeiro/1997 e Janeiro/2000. É possível observar que os reservatórios, projetados para suportar 5 anos com períodos de baixos níveis médios de precipitação, quase entraram em colapso após somente uma temporada com níveis de precipitação abaixo da média (2000/2001 tiveram 74% dos níveis históricos médios de precipitação). O resultado foi a interrupção do suprimento energético em 2001 (também conhecido como apagão ou “black-out”).

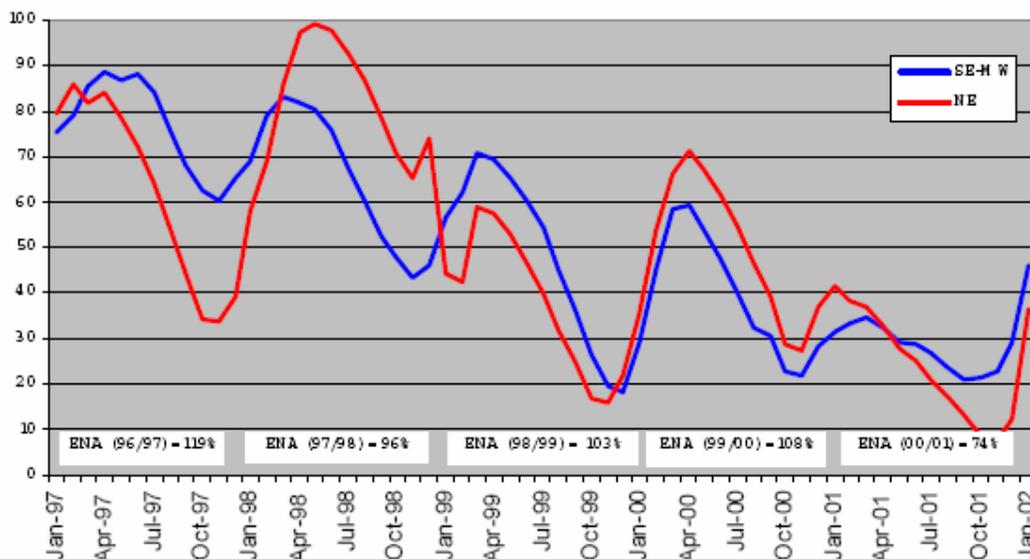


Figura 3: Evolução da energia armazenada dos subsistemas SE-CO e NE e os níveis médios de precipitação – ENA (Fonte:ONS)

Durante a visita ao local da atividade de projeto, o time de Validação confirmou que a escassez de chuva, era um problema real. Naquele momento, ambas plantas Santa Clara e Fundão (120 MW para cada), não geraram MW devido a falta de água. Como a Planta Fundão é usina tipo fio d’água, ela depende do fluxo de água que é vertido do reservatório Santa Clara (que é adicional ao fluxo sanitário). Então, se a Planta Santa Clara não gerar energia, Fundão também não gerará.

É importante notar também que o fato da geração da Planta Fundão depender da Planta Santa Clara pode dobrar o risco do investimento. Como a Planta Fundão não é capaz de armazenar água para garantir uma geração fixa (devido aos longos períodos sem chuva), os investidores consideram o investimento arriscado.

Barreira Política e Institucional:

Para realizar uma análise de barreiras política e institucional concreta, um breve histórico do mercado de eletricidade durante os últimos anos é apresentado.

Até o começo dos anos 90, o setor energético era composto quase exclusivamente por companhias estatais. Desde 1995, devido a um aumento das taxas de interesse internacionais e às deficiências de investimento governamentais, a solução recomendada foi a privatização.



Os quatro pilares para o processo de privatização foram:

- construir uma situação favorável para a competição, com a gradual eliminação da figura de cliente cativo. A opção para escolher um acionista de serviços elétricos, que iniciou em 1998 e deve estar disponível para o mercado todo em 2006;
- finalizar os monopólios públicos, separando e privatizando todas as atividades de geração, transmissão e distribuição de eletricidade;
- acesso livre das linhas de transmissão;
- transferência das responsabilidades de planejamento e operação ao setor privado.

Três entidades governamentais foram criadas: ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), criada para desenvolver e regulamentar o mercado; o ONS (Operador Nacional do Sistema) para a fiscalização e controle da geração, transmissão e operação; e o MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica), para definição das regras e procedimentos comerciais do mercado de curto prazo. No final de 2000, depois de 5 anos do processo de privatização, os resultados se mostraram modestos (Figura 4). Apesar de expectativas altas, os investimentos em novas gerações não foram seguidos pelo aumento no consumo.

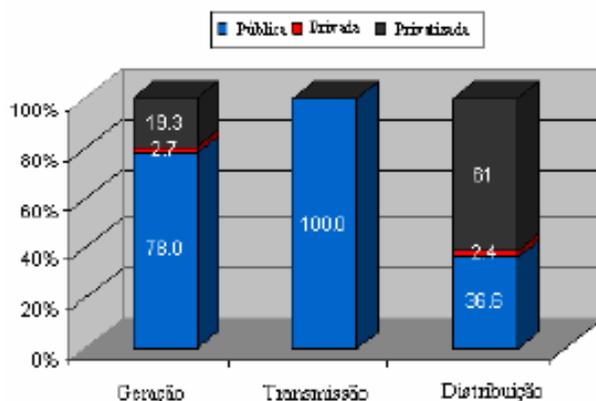


Figura 4. Participação do capital privado no setor de eletricidade brasileiro em Dezembro de 2000

O aumento do PIB (Produto Interno Bruto) (aumento médio de 2% entre 1980 e 2000) e do consumo de eletricidade (aumento médio de 5% durante o mesmo período) é bem conhecido em países desenvolvidos, especialmente devido ao crescimento de serviços para novas áreas e infraestrutura. Eles incluem um aumento da capacidade de geração maior que a taxa de crescimento do PIB, e fortes investimentos na eficiência energética. No caso do Brasil, o aumento da capacidade instalada de geração (média de 4% durante o mesmo período) não seguiu o crescimento do consumo, como pode ser verificado na Figura 5.

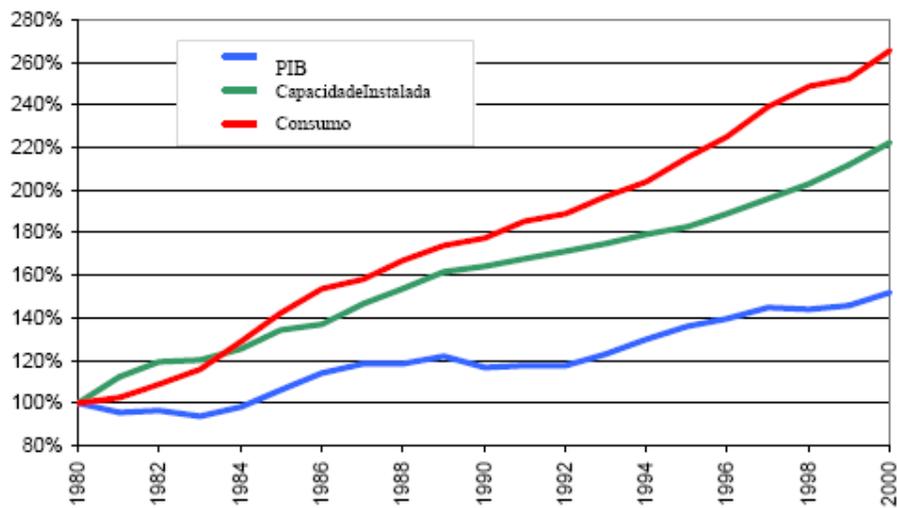


Figura 3. Variação acumulada do PIB, da capacidade instalada e consumo (Fonte: ELETROBRÁS e IBGE)

Sem a nova capacidade instalada, as possíveis alternativas eram aumentar a eficiência energética ou o fator de capacidade das plantas. A respeito da eficiência de energia, o governo criou, em 1985, o PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Apesar dos resultados expressivos do programa, a eficiência alcançada não foi suficiente. Então, o problema de consumo aumentou e a necessidade de nova capacidade de geração persistiu. A outra alternativa (aumento do fator de capacidade das plantas antigas) foi mais comumente usada.

Consciente das dificuldades para aumentar a capacidade instalada de geração do país desde o final dos anos 90, o governo brasileiro decidiu que era estrategicamente importante aumentar a geração termoeletrica e, conseqüentemente, ser menos dependente da energia hidrelétrica. O Governo Federal elaborou, no começo de 2000, o PPT – Plano Prioritário Termoeletrico, que planejava a construção de 47 plantas térmicas de geração (utilizando gás natural proveniente da Bolívia), alcançando 17.500 MW novos de capacidade instalada até o mês de Dezembro de 2003. Durante o ano de 2001 e o início de 2002, o plano foi revisto para que contemplasse 40 plantas e 13.367 MW até Dezembro de 2004. Em Dezembro de 2004, 20 plantas estavam em operação, alcançando 9.700 MW.

Durante a interrupção do suprimento energético de 2001, o governo também aprovou o “Programa Emergencial de Energia”, com uma meta de curto-prazo de construir 58 plantas térmicas de geração de média e pequena escala até o final de 2002 (utilizando 76,9% de diesel e 21,1% de óleo combustível), alcançando 2.150 MW de capacidade energética (CGE-CBEE, 2002).

Está claro que a energia hidrelétrica é e continuará sendo a principal fonte responsável pela produção de eletricidade no Brasil. Entretanto, a maior parte dos recursos hídricos da região S-SE já forma explorados e as fontes restantes estão localizadas na bacia Amazônica, distante dos centros urbanos e industriais (OCDE, 2001). Também é claro que novos adicionais ao setor energético brasileiro estão mudando de fontes hídricas para fontes de gás natural (Schaeffer et al., 2000). Com a descoberta de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003, a política da utilização do gás natural para produção de eletricidade continua sendo uma possibilidade e atrairá o interesse de investimentos privados no setor energético brasileiro.

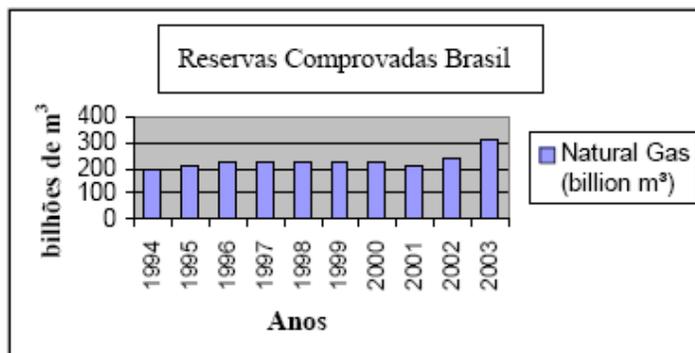


Figura 4. Reserva histórica nacional de gás natural (Fonte: Petrobrás)

Em 2004, o governo brasileiro decidiu rever completamente as regras institucionais do mercado de energia elétrica. O Congresso aprovou um novo modelo para o setor elétrico em Março de 2004. As novas regras para o setor elétrico possuem as seguintes características (OCDE, 2005):

- ❑ A demanda e o fornecimento de eletricidade serão coordenados por um "pool" (ou grupo) de demanda que será estimada pelas companhias de distribuição, que terão que contratar 100% da sua demanda projetada de eletricidade durante os 3 a 5 anos seguintes. Essas projeções serão enviadas a uma nova instituição denominada *Empresa de 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;
- ❑ 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 de antecedência se desejarem mudar do "pool" para mercado livre e um aviso de 5 anos de antecedência para os que mudarem na direção oposta, visualiza-se um período de transição, no qual essas condições serão mais flexíveis. Se, no futuro, 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 diferença entre a demanda projetada e real ficar abaixo de 5%. Se ficar acima desse limite, a companhia de distribuição arcará com os custos em excesso;
- ❑ O governo optou por uma configuração institucional mais centralizada, reforçando o papel do Ministério de Minas e Energia no planejamento de longo prazo. A EPE apresentará ao Ministério o seu portfólio de tecnologias desejadas e uma lista dos projetos estratégicos e não estratégicos. Por sua vez, o Ministério apresentará essa lista de projetos ao *CNPE* (Conselho Nacional de Política Energética). Depois de aprovados pelo CNPE, os projetos estratégicos serão leiloados, com base em prioridades, através do "pool". As companhias podem substituir os projetos não estratégicos propostos pela EPE, se suas propostas oferecerem a mesma capacidade por uma tarifa mais baixa. Outra nova instituição é um comitê, o *CMSE* (*Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico*), que irá monitorar as tendências da demanda e fornecimento de energia elétrica. Se forem identificados problemas, o CMSE irá propor medidas corretivas para evitar escassez de energia, como condições especiais de preço para os novos projetos e reserva da capacidade de geração. Esse comitê ficará no âmbito do Ministério de Minas e Energia e será presidido por ele. Não se espera outras grandes privatizações neste setor.



Embora o novo modelo reduza o risco de mercado, sua capacidade de incentivar o investimento privado no setor elétrico dependerá de como o novo marco regulatório será implementado. Com relação a isso, há vários desafios a destacar:

- 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;
- Regras durante a fase de transição devem ser aperfeiçoadas, para permitir que os atuais investimentos sejam adequadamente remunerados;
- 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;
- As normas para repartir as companhias integradas verticalmente ainda têm que ser definidas., embora o novo modelo irá forçar uma total separação entre a geração e a distribuição. Atualmente é permitido que as companhias de distribuição comprem até 30% de sua eletricidade das próprias subsidiárias (auto-negociação);
- Por fim, a política do governo para o setor de gás natural precisa ser definida dentro de uma estrutura setorial específica.

Além disso, a alta taxa da SELIC, taxa de referência do mercado brasileiro, (24,90% por ano, no final de 2002), e o alto nível de garantias requeridas para financiar um projeto de energia – seguro, garantias financeiras e consultoria financeira - aumentam os custos do projeto. Também, inseguranças políticas sobre as eleições locais podem causar uma elevação na taxa do dólar (como aconteceu durante a última eleição presidencial, em 2002).

Barreira Social:

A construção da barragem causou a inundação da área do reservatório e a remoção da população vivendo na várzea do rio.

No Brasil, o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB), foi criado para apoiar as populações atingidas pelo alagamento de áreas devido à construção de reservatórios. O movimento é contra a construção de grandes represas por entidades estatais, privadas, ou por agências internacionais. O MAB incentiva a luta como um processo no qual os atingidos pela construção de represas tomam consciência de sua situação, sendo convidados a se unirem à organização e decidir sobre o futuro coletivo. O principal objetivo do movimento é lutar a favor dessas populações, defender a integridade do rio, fauna e flora e apoiar a criação de uma nova política energética. Esse movimento tem o apoio de outros movimentos sociais brasileiros.

O MAB tem uma atividade intensa e requer freqüentemente ao Ministério Público Federal a realização de investigações prévias e ações civis públicas contra a construção de barragens, argumentando que a população local perderá terras cultiváveis devido à inundação de áreas vizinhas aos empreendimentos e



que não terá acesso à eletricidade produzida pelas usinas. Além disso, o movimento argumenta que tais usinas hidrelétricas não produzirão benefícios ambientais.

Como um exemplo das ações do MAB, o escritório de uma companhia chamada BAESA – Energética Barra Grande S.A. foi invadida pelo MAB em 15 de Fevereiro de 2006. De acordo com o BAESA, três pessoas foram feitas reféns. Um artigo sobre a invasão foi publicado em jornais, por Mário Menel, diretor-presidente da ABIAPE Associação Brasileira dos Investidores em Auto-Produção de Energia Elétrica².

Elejor possui custos inesperados de programas ambientais tais como programas específicos de monitoramento da fauna e flora, programas educacionais para a população local (capacitação de professores de escolas locais e programas direcionados para estudantes locais) e programas de aquisição de terras.

Sub-passo 3b: Demonstrar que as barreiras identificadas não impediriam a implantação de ao menos uma das alternativas (exceto a atividade do projeto proposta)

As plantas termelétricas não são influenciadas pelas barreiras climáticas. Elas funcionam durante todo o ano apesar de serem preferencialmente despachadas depois das unidades hidrelétricas.

De acordo com o BEN (Balanço Energético Nacional), a geração termelétrica em 2004, aumentou 17% enquanto geração hidrelétrica aumentou apenas 4,9%³ em comparação com o ano 2003. Isso mostra a viabilidade da construção de novas unidades termelétricas e que elas são de fato um cenário plausível quando se consideram novos investimentos do setor energético.

Em outro estudo da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), chamado “PNE 2030 – Plano Nacional Energético”, o plano de energia de longo prazo para 2030, estima-se que o Brasil tem um potencial de 28.000 MW para a construção de novas plantas térmicas. O estudo também menciona a construção de 4 plantas termelétricas que juntas somam 1640 MW (USITESC, Seival, Candiota III and Jacuí)⁴.

A construção de novas plantas termelétricas não enfrenta as barreiras sociais de novas plantas hidrelétricas, como a remoção de população local que vive próximo às áreas a serem inundadas.

Além disso, a construção de uma unidade termelétrica em comparação com a construção de uma hidrelétrica envolve menores custos de investimento. Em resumo, a construção de unidades hidrelétricas envolve a aquisição de novos equipamentos (turbo geradores etc...) e altos custos em atividades de engenharia enquanto os custos de termelétricas são principalmente relacionados com a aquisição de novos equipamentos.

Passo 4. Análise das práticas comuns

Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposta

² MENEL, Mário; Truculência e desrespeito às leis do país, published on *O Estado de S. Paulo*, 29 March 2006.

³ BEN 2005 -Balanço Energético Nacional (Chapter 1: “Análise Energética e Dados Agregados”)

⁴ PNE 2030 – Plano Nacional Energético para 2030”, the Brazilian strategic energetic plan for 2030. The plan has not been concluded already but several meetings have been done.

http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=8213). Mineral Coal Presentation.



Apesar da principal fonte de geração de eletricidade ser de fonte hidráulica, projetos com uma capacidade instalada de mais de 200 MW para despacho na rede não é uma prática comum. A maior parte dos projetos no Brasil possui pequena capacidade instalada (ANEEL define uma pequena central hidrelétrica com até 30 MW instalado). Então, PCEFSC pode ser considerado com o único projeto de MDL de grande escala no Brasil.

Tabela 3. Capacidade de geração brasileira⁵

	EO		SOL	UT		TOTA	
	L	PCH		UHE	E	UTN	L
Operando	12	265	1	155	924	2	1.359
Em construção	3	39		7	15		64
Autorizada	109	222		22	94		447

Legenda

EOL	Parque eólico
PCH	Pequena central hidrelétrica
SOL	Centros de geração solar
UHE	Grande central hidrelétrica
UTE	Usina termelétrica
UTN	Usina Nuclear

Sub-passo 4b: Discutir outras opções similares que estão ocorrendo

Como mencionado previamente, das 148 plantas instaladas no Brasil, apenas 46 possuem capacidade instalada acima de 50 MW, e a maioria dessas plantas pertencem ao setor público. Então, a iniciativa da Elejor, uma empresa composta pelo setor público e privado, não pode ser uma prática comum do setor elétrico.

Step 5. Impacto do Registro do MDL

As frequentes mudanças nas leis políticas e institucionais, por exemplo, o processo de licenciamento ambiental será amortizado pelo retorno esperado das RCEs.

O clima impõe um risco significativo para o projeto. Todo momento que a planta hidrelétrica não é capaz de gerar energia elétrica, a companhia não é capaz de cumprir com o seu PPA (Contrato de Compra e Venda de Energia). Se isso acontecer, a Elejor tem que comprar a energia contratual do CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), no mercado de curto prazo. Os preços da energia elétrica variam de acordo com as regras do mercado. Então, a Elejor deve lidar com um custo inesperado relacionado com a variação dos preços de energia elétrica. O retorno da comercialização das RCEs devem amortizar esses custos e ajudar Elejor a diminuir os riscos e pagar o financiamento do BNDES.

Em relação às barreiras sociais, o retorno da comercialização das RCEs podem neutralizar inesperados custos, tais como indenizações às pessoas removidas, aquisição de terras, programas ambientais e medidas compensatórias (programas de monitoramento ambiental e de educação).

O impacto do registro deste projeto MDL contribuirá para ultrapassar todas as barreiras descritas nesta ferramenta: climática, institucional e política, social e de investimento pela redução dos riscos associados

⁵ ANEEL, Capacidade de Geração do Brasil, available on <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>, Accessed on July 21st 2006



à geração de eletricidade e trazendo maior solidez ao investimento, e dessa forma, auxiliando os participantes do projeto a tomar decisão e expandir seu modelo de negócio.

Finalmente, o projeto atingirá as reduções de emissões de GEE.

B.6. Reduções de emissão:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Emissões do projeto:

A única fonte de emissão dessa atividade de projeto é a estimativa de emissões de GEE devido o reservatório do projeto Santa Clara. De acordo com ACM0002 – versão 6, novas plantas hidrelétricas com reservatórios, com uma densidade de potência entre 4 e 10 W/m² devem usar a fórmula abaixo:

$$PE_{y, \text{ Santa Clara}} = \frac{ER_{res} \times EG_y}{1000}$$

onde:

PE_y = emissões do reservatório (tCO₂e/ano);

ER_{res} = fator de emissão padrão para emissões do reservatório (90 Kg CO₂e /MWh);

EG_y = eletricidade gerada pelo projeto no ano y (MWh).

Como o Complexo Fundão tem uma densidade energética maior que 10 W/m² (122,5 MW/ 2,15 km² = 56,97 W/m²), não há emissões devido ao reservatório.

Fuga:

De acordo com a ACM0002 – versão 6: “As principais emissões potencialmente capazes de aumentar a fuga no contexto de projetos do setor elétrico são emissões provenientes de atividades como construção de plantas, manuseio de combustível (extração, processamento e transporte) e inundação de terra. Os participantes do projeto não necessitam considerar essas emissões como fuga aplicando esta metodologia. Atividades de projeto usando a metodologia de linha de base não deve receber nenhum crédito para o projeto que reduzam essas emissões para o nível do cenário de linha de base”

Então, $L_{y, \text{ Santa Clara}} = L_{y, \text{ Fundão}} = 0$

onde:

$L_{y, \text{ Santa Clara}}$ é a Fuga da Usina Hidrelétrica Santa Clara durante o ano y;

$L_{y, \text{ Fundão}}$ é a Fuga da Usina Hidrelétrica Fundão durante o ano y.

Emissões da Linha de base:

As emissões de linha de base são as emissões relacionadas com a energia que seria despachada para a rede, na ausência do projeto. Essa energia está associada com uma emissão que é calculada multiplicando a energia pelo fator de emissão. É a mesma quantidade de energia elétrica que o projeto produzirá e exportará para a rede:



$$BE_{\text{electricity},y} = EF_{\text{electricity}} \cdot EG_y$$

onde:

$BE_{\text{electricity},y}$ são as emissões de linha de base devido ao deslocamento de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO₂;

EG_y é a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta devido a atividade de projeto durante o ano y em MWh;

$EF_{\text{electricity},y}$ é o fator de emissão de CO₂ para eletricidade.

Fator de emissão da margem combinada:

Para o cálculo do fator de emissão ($EF_{\text{electricity},y}$):

$$EF_{\text{electricity}} = \frac{EF_{OM} + EF_{BM}}{2}$$

onde:

EF_{OM} é o fator de emissão da margem de operação para a rede elétrica S-SE-CO;

EF_{BM} é o fator de emissão da margem de construção da rede elétrica S-SE-CO.

- Margem de operação (EF_{OM}): o método (b) Simple Adjusted OM do passo 1 foi escolhido porque não há dados detalhados para aplicar opção (c) Dispatch Data Analysis e as fontes de baixo custo e despacho obrigatório constituem mais que 50% do total de geração da rede. Dados detalhados para usar a opção (b) são fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema).

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

onde:

$F_{i,j,y}$: é a quantidade de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes de energia relevante j no(s) ano(s) y;

j,m : refere-se às fontes de energia exportada para a rede, não incluindo plantas de baixo custo e despacho obrigatório e incluindo importações da rede;

$COEF_{i,j,y}$: é o coeficiente de emissão de CO₂ i (tCO₂ / unidade de massa ou volume de combustível), considerando o conteúdo de carbono nos combustíveis usados por fontes relevantes j (ou m) e o percentual de oxidação do combustível no ano(s) y;

$GEN_{j,y}$: é a eletricidade (MWh) despachada para a rede pela fonte j (ou m).

- Margem de construção (EF_{BM}):

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

onde:



$F_{i,m,y}$: é a quantidade de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumida pelas fontes de energia relevantes m no ano(s) y ;

m : refere-se às adições de capacidade no sistema elétrica que compreende 20% da geração do sistema (em MWh) e que foi construída mais recentemente⁶;

$COEF_{i,m,y}$: é o coeficiente de emissão de CO_2 do combustível (tCO_2 / unidade de massa ou volume de combustível), considerando a quantidade de carbono dos combustíveis usados por fontes de energia relevantes m e o percentual de oxidação do combustível no ano(s) y ;

$GEN_{m,y}$: é a eletricidade (MWh) despachada para a rede por fonte m .

B.6.2. Dados e parâmetros que estão disponíveis na validação:

Dado/ Parâmetro:	Fator de emissão da linha de base ($EF_{Baseline}$ (ex-ante 2003-2005))
Unidade do dado:	tCO_2 / MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO_2 da margem combinada da rede
Fonte do dado usado:	Calculado
Valor aplicado:	0,2611
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos atualmente utilizados:	Esse dado será arquivado eletronicamente e de acordo com os procedimentos internos, até 2 anos após o final do primeiro período de crédito.
Comentário:	Calculado como a média ponderada dos fatores de emissão da OM e BM.

Dado/ Parâmetro:	Fator de emissão da margem de operação (EF_{OM}, 2003-2005y)
Unidade do dado:	tCO_2 / MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO_2 da margem de operação da rede
Fonte do dado usado:	Fator calculado com dados do ONS
Valor aplicado:	0,4349
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos atualmente utilizados:	Esse dado será arquivado eletronicamente e de acordo com os procedimentos internos, até 2 anos após o final do primeiro período de crédito.
Comentário:	Calculado <i>ex-ante</i> (2003-2005) como indicado em B.6.1.

Dado/ Parâmetro:	Fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,2005}$)
Unidade do dado:	tCO_2 / MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO_2 da margem de construção da rede
Fonte do dado usado:	Fator calculado com dados do ONS
Valor aplicado:	0,0872
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e	Esse dado será arquivado eletronicamente e de acordo com os procedimentos internos, até 2 anos após o final do primeiro período de crédito.

⁶ Se 20% inclui parte da capacidade da planta, essa planta é totalmente incluída no cálculo.



procedimentos atualmente utilizados:	
Comentário:	Calculado <i>ex-ante</i> (2005) como indicado em B.6.1.

B.6.3 Cálculo ex-ante de reduções de emissão:

Fator de emissão da linha de base:

A metodologia de linha de base ACM0002 considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o centro dos dados a serem determinados no cenário da linha de base.

No Brasil, há duas redes principais, Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, no entanto a rede relevante para este projeto é a Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

O método que será escolhido para calcular a Margem de Operação (MO) para o fator de emissão da eletricidade de linha de base será a opção (b) “*Simple Adjusted OM*”, já que a escolha de preferência (c) “*Dispatch Data Analysis OM*” enfrentaria a barreira de disponibilidade de dados no Brasil.

Para calcular a Margem de Operação, o despacho diário do Operador Nacional do Sistema (ONS) precisou ser coletado.

As informações obtidas referem-se aos anos 2003, 2004 e 2005, e são as informações mais recentes disponíveis nesse estágio. Os dados do ONS assim como as planilhas com o cálculo dos fatores de emissão foram entregues ao validador (EOD).

Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor:

De acordo com a metodologia, o projeto deve determinar o “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” ($EF_{OM, simple\ adjusted, y}$). Então, a equação seguinte a ser resolvida é:

$$EF_{OM, simple\ adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

Assume-se aqui que todas as usinas de fontes de baixo custo e despacho obrigatório produzem emissões nulas.

$$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} = 0 \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

Por favor, refira-se ao texto da metodologia ou às explicações das variáveis mencionadas acima.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



Os fatores Lambda foram calculados de acordo com os requisitos da metodologia. Mais informações estão disponíveis no Anexo 3. A tabela abaixo apresenta esses fatores.

Ano	Lambda
2003	0,5312
2004	0,5055
2005	0,5130

A geração de eletricidade para cada ano também precisa ser levada em consideração. Essa informação é fornecida na tabela abaixo:

Ano	Carga elétrica (MWh)
2003	288.933.290
2004	302.906.198
2005	314.533.592

Usando informações apropriadas para $F_{i,j,y}$ e $COEF_{i,j}$, os fatores de emissão da MO para cada ano podem ser determinados, como segue:

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = (1 - \lambda_{2003}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = 0,4605 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = (1 - \lambda_{2004}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2004} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2004}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = 0,4531 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2005} = (1 - \lambda_{2005}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2005} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2005}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2005} = 0,3937 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, para determinar a linha de base *ex-ante*, a média entre os três anos é calculada, determinando o $EF_{OM, simple_adjusted}$.

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2003-2005} = \frac{EF_{OM, simple_adjusted, 2003} * \sum_j GEN_{j,2003} + EF_{OM, simple_adjusted, 2004} * \sum_j GEN_{j,2004} + EF_{OM, simple_adjusted, 2005} * \sum_j GEN_{j,2005}}{\sum_j GEN_{j,2003} + \sum_j GEN_{j,2004} + \sum_j GEN_{j,2005}} = 0,4349$$

Fator de emissão da margem de construção:

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (MC) também precisa ser determinado:

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

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



A geração de eletricidade neste caso significa 20% do total produzido no ano mais recente (2005), uma vez que as 5 usinas construídas mais recentemente produzem menos de 20%. O cálculo do fator resulta em:

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

Fator de emissão da margem combinada:

Finalmente, o fator de emissão da linha de base é calculado por uma fórmula de média ponderada, considerando tanto o MO quanto o MC sendo os pesos de 50% e 50% por definição. Logo, o resultado será:

$$EF_{electricity,2003-2005} = 0,5 * 0,4349 + 0,5 * 0,0872 = 0,2611 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Emissões da Linha de Base:

As emissões de linha de base são proporcionais a eletricidade despachada para a rede durante a vida útil do projeto. Emissões de linha de base devido ao deslocamento de eletricidade são calculadas multiplicando-se o fator de emissão da linha de base ($EF_{electricity,2003-2005}$) pela geração de eletricidade da atividade de projeto.

$$BE_{electricity,y} = EF_{electricity,2003-2005} * EG_y$$

Então, para o primeiro período de crédito, as emissões da linha de base serão calculadas como segue:

$$BE_{electricity,y} = 0,2611 \text{ tCO}_2/\text{MWh} * EG_y \quad (\text{em tCO}_2\text{e})$$

Reduções de Emissão do projeto:

As reduções de emissão do projeto são:

$$ER_{y, Elejor} = BE_{electricity,y, Santa Clara} - (L_{y, Santa Clara} + PE_{y, Santa Clara}) + BE_{electricity,y, Fundão} - (L_{y, Fundão} + PE_{y, Fundão})$$

$$L_{y, Santa Clara} = L_{y, Fundão} = 0;$$

$$PE_{y, Santa Clara} = 90 / 1000 * EG_{y, Santa Clara};$$

$$PE_{y, Fundão} = 0.$$

Então:

$$ER_{y, Elejor} = 0,2611 * (EG_{y, Santa Clara} + EG_{y, Fundão}) - 0,09 * EG_{y, Santa Clara}$$

onde:

$ER_{y, Elejor}$: são as reduções de emissão da atividade de projeto durante o ano y em toneladas de CO₂;



$BE_{electricity, y, Santa Clara}$: são as emissões de linha de base devido ao deslocamento de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO_2 ;

$BE_{electricity, y, Fundão}$: são as emissões de linha de base devido ao deslocamento de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO_2 ;

$PE_{y, Santa Clara}$: são as emissões de projeto do Complexo Santa Clara durante o ano y em toneladas de CO_2 ;

$PE_{y, Fundão}$: são as emissões de projeto do Complexo Fundão durante o ano y em toneladas de CO_2 ;

$L_{y, Santa Clara}$: são as emissões de fuga do Complexo Santa Clara durante o ano y em toneladas de CO_2 ;

$L_{y, Fundão}$: são as emissões de fuga do Complexo Fundão durante o ano y em toneladas de CO_2 .



Tabela 4. Dados usados para estimativa das reduções de emissão para o primeiro período de créditos

Projeto Complexo Energético Fundão - Santa Clara (PCEFSC)										
Usina Hidrelétrica Fundão										
Item	Primeiro Período de Crédito								Total RCEs	
	2007 ¹	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014 ²		
Capacidade total instalada (MW)	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	122,5	1.123.115	
Consumo interno (MW)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6		
Stand by (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Capacidade instalada disponível para venda (MW)	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9	121,9		
Horas de operação (h)	2.190	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	6.570		
Energia a ser vendida a rede (MWh)	153.625	614.500	614.500	614.500	614.500	614.500	614.500	460.875		
Intensidade de carbono na linha de base (tCO ₂ e/MWh)	0,2611	0,2611	0,2611	0,2611	0,2611	0,2611	0,2611	0,2611		
Emissões da linha de base (tCO ₂ e)	40.111	160.446	160.446	160.446	160.446	160.446	160.446	120.334		
Emissões de projeto (tCO ₂ e) ³	0	0	0	0	0	0	0	0		
Reduções de emissão (tCO ₂ e)	40.111	160.445	160.445	160.445	160.445	160.445	160.445	120.334		
Usina Hidrelétrica Santa Clara										
Item	Primeiro Período de Crédito									Total RCEs
	2007 ¹	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014 ²		
Capacidade total instalada (MW)	123,6	123,6	123,6	123,6	123,6	123,6	123,6	123,6	735.980	
Consumo interno (MW)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6		
Stand by (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Capacidade instalada disponível para venda (MW)	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0		
Horas de operação (h)	2.190	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	6.570		
Energia a ser vendida a rede (MWh)	153.625	614.500	614.500	614.500	614.500	614.500	614.500	460.875		
Intensidade de carbono na linha de base (tCO ₂ e/MWh)	0,2611	0,2611	0,2611	0,2611	0,2611	0,2611	0,2611	0,2611		
Emissões da linha de base (tCO ₂ e)	40.111	160.446	160.446	160.446	160.446	160.446	160.446	120.334		
Emissões de projeto (tCO ₂ e) ⁴	13.826	55.305	55.305	55.305	55.305	55.305	55.305	41.479		
Reduções de emissão (tCO ₂ e)	26.285	105.140	105.140	105.140	105.140	105.140	105.140	78.855		
Total de reduções de emissão (tCO ₂ e)	66.396	265.585	265.585	265.585	265.585	265.585	265.585	199.189		

Obs: ¹ as estimativas de 2007 foram consideradas de 01/10 a 31/12

² as estimativas de 2014 foram consideradas de 01/01 a 30/09

³ Densidade de energia = 122,5 MW/ 2,15 km² = 56,97 W/m²

⁴ Densidade de energia = 123,6 MW/ 20,14 km² = 6,13 W/m²



B.6.4 Sumário da estimativa ex-ante das reduções de emissão:

Ano	Estimativa das emissões da atividade de projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa da fuga (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
2007 ¹	13 826	80 222	0	66 396
2008	55 305	320 890	0	265 585
2009	55 305	320 890	0	265 585
2010	55 305	320 890	0	265 585
2011	55 305	320 890	0	265 585
2012	55 305	320 890	0	265 585
2013	55 305	320 890	0	265 585
2014 ²	41 479	240 668	0	199 189
Total (toneladas de CO ₂ e)	387 135	2 246 230	0	1.859 094

¹a estimativa de 2007 considerou o período de 01/10 a 31/12

²a estimativa de 2014 considerou o período de 01/01 a 30/09

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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Dado / Parâmetro:	Geração de eletricidade (EG_v)
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Eletricidade fornecida pelo projeto para a rede
Fonte dos dados usada:	Elejor
Valor do dado aplicado para calcular as reduções de emissão esperadas na seção B.5	1 229 000
Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem aplicados:	Esse dado será arquivado eletronicamente e de acordo com procedimentos internos, até 2 anos depois do final do período de crédito. Para detalhes, por favor refira-se ao Anexo 4.
Procedimentos QA (Garantia de Qualidade) / QC (Controle de Qualidade) a serem aplicados:	Esses dados serão diretamente usados para calcular reduções de emissão. Arquivamento das vendas para a rede e outros são usados para assegurar consistência.
Comentário:	

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:



Os fatores de emissão devem ser revisados e recalculados de forma transparente e conservadora no momento da renovação do período de créditos e cenário de linha de base.

A única variável a ser monitorada nesta atividade de projeto, durante o primeiro período de créditos é a quantidade total de eletricidade exportada a rede. Essa variável será monitorada de 2007 até o final do período de crédito. Como o negócio principal da Elejor é vender energia, o monitoramento ocorre como uma prática comum.

Informações detalhadas do plano de monitoramento estão apresentadas no Anexo 4.

O arquivamento ocorrerá até dois anos depois do final do período de crédito ou a última emissão de RCEs para essa atividade de projeto, o que acontecer por último.

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

Data do preenchimento da aplicação do estudo da linha de base e metodologia de monitoramento:
22/02/2007

ECONERGY BRASIL LTDA é a entidade responsável pela aplicação do estudo da linha de base e o metodologia de monitoramento.

Informações de contato:

Avenida Angélica 2530, cj 111

CEP: 01228-200

São Paulo, SP, Brazil

Telefone: +55 (11) 3555-5700

FAX: +55 (11) 3555-5735

URL: <http://www.econergy.com.br>

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

C.1 Duração da atividade de projeto:

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

31/07/2005⁷

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto:

25 anos – 0 meses

⁷ Data da autorização da ANEEL para a entrada em operação da UHE Santa Clara (60 MW).



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

C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos:

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

01/10/2007

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

7anos – 0 meses⁸

C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:

C.2.2.1. Data de início:

Deixado em branco intencionalmente.

C.2.2.2. Duração:

Deixado em branco intencionalmente.

SEÇÃO D. Impactos ambientais:

D.1. Documentação da análise dos impactos ambientais, incluindo impactos transfronteiriços:

De acordo com as leis brasileiras, os possíveis impactos ambientais devem ser analisados pelo IAP – Instituto Ambiental do Paraná. O processo de licenciamento ambiental compreende no desenvolvimento do RAP – Relatório Ambiental Preliminar para as usinas hidrelétricas Fundão e Santa Clara e do RAS – Relatório Ambiental Simplificado para as usinas hidrelétricas de pequena escala Fundão e Santa Clara. Esses estudos são detalhados nos PBAs – Planos Básicos Ambientais.

O IAP avaliou esses documentos e emitiu as Licenças ambientais para os Complexos Santa Clara e Fundão. A Tabela 5 mostra os números dessas licenças.

Tabela 5. Números das Licenças Ambientais

Números de licenças ambientais	Complexo Energético Santa Clara		Complexo Energético Fundão	
	Usina Hidrelétrica Santa Clara	Pequena Central Hidrelétrica Santa Clara	Usina Hidrelétrica Fundão	Pequena Central Hidrelétrica Fundão
Licença preliminar	1005	4336	1004	4337
Licença de instalação	1796	1610	1795	1661
Licença operacional	7093	7094	10328	10331

Não haverá impactos transfronteiriços resultantes do PCEFSC. Todos os impactos relevantes ocorrerão nas fronteiras brasileiras e foram mitigados de modo a cumprir as exigências ambientais para implementação do projeto. Então, PCEFSC não afetará nenhum outro país ao redor do Brasil.

⁸ Isso implica em 2 renovações do período de crédito e então 3 períodos de crédito.



D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências de apoio à documentação relativa a uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos, conforme exigido pela Parte anfitriã:

Alguns requerimentos técnicos foram solicitados na Licença de Operação para o projeto cumprir, tais como:

- Apresentar e implementar o Plano de Gerenciamento de Risco;
- Resgatar e monitorar a fauna aquática, terrestre e flora;
- Monitorar a faixa de deplecionamento;
- Monitorar a qualidade das águas;
- Assinar o Termo de Compromisso das medidas compensatórias;
- Manter o Programa de educação ambiental;
- Manter o Programa de Comunicação Social;
- Continuar com o Programa de Salvamento Arqueológico;
- Manter um Museu Itinerante em conjunto com as Secretarias de Estado da Cultura e Educação;
- Manter o Apoio ao Desenvolvimento aos municípios afetados;
- Continuar com o monitoramento fluviométrico;
- Acompanhar a adaptação e a produção de sobrevivência das famílias reassentadas;
- Encaminhar ao IAP, relatório anual do auto-monitoramento dos Programas.

Essas demandas devem ser cumpridas pela Elejor para que o projeto opera sob os requerimentos da agência ambiental.

SEÇÃO E. Comentários dos Atores:

E.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores locais:

Como exigido pela Comissão Interministerial para Mudança Climática, a AND brasileira (Autoridade Nacional Designada), a Elejor convidou diversas organizações e instituições para que comentassem o projeto de MDL a ser desenvolvido. Cartas⁹ foram enviadas aos seguintes destinatários:

- Prefeitura Municipal de Candói – PR;
- Câmara Municipal de Candói – PR;
- Prefeitura Municipal de Pinhão;
- Câmara Municipal de Pinhão;
- Prefeitura Municipal de Foz do Jordão;
- Câmara Municipal de Foz do Jordão;
- Ministério Público;
- Fórum Brasileiro de ONGs (FBOMS);
- IAP – Instituto Ambiental do Paraná.

⁹ As cópias desses convites estão disponíveis com os participantes do projeto.



E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Dois comentários foram recebidos: um e-mail da Prefeitura Municipal de Pinhão e uma carta do Fórum Brasileiro de ONG.

A Prefeitura Municipal de Pinhão solicitou mais informações sobre o projeto em relação aos benefícios e medidas compensatórias que o projeto deveria trazer à cidade de Pinhão.

O Fórum brasileiro de ONGs comentou que apoiou projetos de MDL e estava ciente da importância da consulta pública de atores para o aprimoramento das qualidades e sustentabilidade do projeto. O FBOMS sugeriu a adoção de critérios de sustentabilidade adicional tais como “Padrão Ouro”. Mencionou também que o período para consulta de atores não permite uma análise mais detalhada do projeto.

E.3. Relatório sobre como a devida consideração foi dada aos comentários recebidos:

Elejor agradeceu aos comentários e respondeu ambas cartas.

Em relação aos comentários da Administração Municipal de Pinhão, Elejor respondeu que a cidade de Pinhão foi beneficiada com diversas medidas tais como criação de empregos, manutenção da qualidade ambiental nas vizinhanças do rio Jordão, programas de educação, preservação do patrimônio arqueológico, implantação de estações ecológicas, etc. Elejor complementou que todas as informações sobre medidas compensatórias estão nos Planos Básico Ambiental (PBAs) das hidrelétricas Santa Clara e Fundão.

Em relação aos comentários do FBOMS, Elejor informou que, apesar de todos os processos de verificação dos projetos de MDL já considerarem a avaliação e monitoramento dos aspectos ambientais, estudariam a possibilidade de implantar um sistema de certificação e avaliação desses aspectos.

Elejor também mencionou para ambos que estava preparada para responder qualquer outra dúvida que os atores tiverem e que poderiam contatar a companhia a qualquer momento.



Anexo 1

DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

Organização:	Elejor – Centrais Elétricas do Rio Jordão
Rua/Cx. Postal:	Rua Emiliano Pernetá, n.º297
Edifício:	Metropolitan
Cidade:	Curitiba
Estado/Região:	Paraná
CEP:	80010-50
País:	Brasil
Telefone:	+55 (41) 3233-0606
FAX:	+55 (41) 3233-0111
E-Mail:	elejor@elejor.com.br
URL:	www.elejor.com.br
Representada por:	Sergio Luiz Lamy/ Nilson de Paula Xavier Marchioro
Título:	Engenheiro Elétrico / Engenheiro Agrônomo
Forma de tratamento:	Diretor
Sobrenome:	Lamy/ Marchioro
Nome do meio:	Luiz/ Paula Xavier
Nome:	Sergio/ Nilson
Departamento:	Diretor Presidente/ Diretor de Meio Ambiente
Celular:	
FAX direto:	+55 (41) 3233-0111
Tel direto:	+55 (41) 3233-0606
E-Mail:	lamy@elejor.com.br/ marchioro@elejor.com.br

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público do Anexo I envolvido no projeto do PCEFSC.



Anexo 3

INFORMAÇÕES DE 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 ocorre principalmente devido à evolução histórica e física do sistema, o qual se desenvolveu naturalmente ao redor dos grandes centros consumidores do país.

A evolução natural de ambos os sistemas está crescentemente mostrando que a integração ocorrerá no futuro. Em 1998, o governo Brasileiro anunciou o primeiro movimento com a linha de interconexão entre S/SE/CO e N/NE. Com investimentos em torno de US\$700 milhões, a conexão teve como propósito principal, na visão do governo, ao menos, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região S/SE/CO poderia suprir a N/NE caso fosse necessário e vice-versa.

Todavia, mesmo após o estabelecimento da interconexão, a documentação técnica ainda divide o sistema Brasileiro em três (Bosi, 2000)¹⁰:

“... onde o Sistema Elétrico Brasileiro se divide em três subsistemas separados”:

- (i) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;*
- (ii) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste, e*
- (iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localizações eletricamente isoladas dos sistemas interconectados).”*

Além disso, a ACM0002 versão 6 sugere que se use a definição de rede regional, para países de grande extensão com sistema de despacho em camadas (estadual/provincial/regional/nacional), onde não estiver disponível instruções da AND. Uma definição de rede estadual/provincial deve ser em muitos casos muito restrita considerando comercialização elétrica entre estados/províncias que devem ser afetadas, diretamente ou indiretamente pela atividade de projeto de MDL.

Finalmente, deve-se levar em consideração que mesmo que os sistemas estejam interconectados atualmente, a transmissão de energia entre o N/NE e o S/SE/CO é severamente limitada pela capacidade das linhas de transmissão. Então, somente uma fração do total de energia gerada em ambos os subsistemas é enviada de alguma maneira. É natural que essa fração possa mudar de direção e magnitude (acima da capacidade da tubulação de transporte) dependendo do padrão hidrológico, clima e outros fatores incontrolláveis. Mas não é necessário que isso represente uma quantidade significativa da demanda de cada subsistema.

O sistema elétrico brasileiro compreende atualmente ao redor de 101,3 GW de capacidade instalada, no total de 1.482 iniciativas de geração de eletricidade. Destas, aproximadamente 70% são plantas hidroelétricas, perto de 10% são plantas de energia a partir da queima de gás natural, 4,5% são plantas de diesel e óleo combustível, 3,2% de são fontes de biomassa (cana-de-açúcar, madeira, casca de arroz, biogás e licor negro), 2% são usinas nucleares, 1,4% são plantas de carvão, e também há 8,17 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Venezuela, Uruguai e Paraguai) que deverão despachar energia à rede brasileira¹¹. Essa última capacidade é na realidade compreendida principalmente por 5,65 GW da parte do Paraguai na *Itaipu Binacional*, uma usina hidrelétrica que opera tanto no Brasil quanto no Paraguai, mas cuja produção é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.

¹⁰ Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.

¹¹ www.aneel.gov.br



A metodologia aprovada ACM0002 pede aos proponentes do projeto a se responsabilizar por “todas fontes geradoras servindo o sistema”. Deste modo, ao aplicar uma destas metodologias, os proponentes de projeto no Brasil devem procurar e pesquisar todas as plantas energéticas que servem o sistema brasileiro.

Na realidade, informações do tipo das fontes de geração não são publicamente disponíveis no Brasil. O centro de despacho nacional, ONS – Operador Nacional do Sistema – argumenta que tais informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia e por isso não podem se tornar disponíveis. Por outro lado, a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, fornece informações de capacidade energética e outros interesses legais do setor de eletricidade, mas nenhuma informação de despacho pode ser adquirida por esta entidade.

A respeito disto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para tornar possível o cálculo do fator de emissão do Brasil com a melhor acurácia possível. Visto que dados de despacho real são necessários, a ONS foi contatada para que os participantes pudessem saber até que grau de detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Depois de muitos meses de diálogo, a informação de despacho diário das plantas foi disponibilizada pela ONS.

Os proponentes de projeto, ao discutir a praticabilidade da utilização dos dados, concluíram que era a mais apropriada informação a ser considerada para determinar o fator de emissão da rede brasileira. De acordo com a ANEEL, de fato, a ONS centralizou as plantas de despacho estimadas em 75.547 MW de capacidade instalada em 31/12/2004, dentre o total de 98.848,5 MW instalados no Brasil na mesma data¹², incluindo a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que são despachadas somente nos períodos de limitações elétricas do sistema. Tal capacidade é na realidade constituída de plantas com capacidade instalada de 30 MW ou mais, conectadas ao sistema por linhas de energia de 138kV ou linhas de alta voltagem. Então, mesmo que o cálculo do fator de emissão não considere todas as fontes de geração que servem ao sistema, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve ao Brasil está sendo levada em consideração, o que é suficiente em vista das dificuldades de obtenção de informações de despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são plantas que não tem despacho coordenado pela ONS, visto que: mesmo que elas operem com base nos acordos de compra os quais não estão sob controle das autoridades de despacho, ou estão localizadas em sistemas não interconectados aos quais a ONS tem acesso. Deste modo, esta parte não é passível de afetar os projetos de MDL, e esta é outra razão para que não seja levada em consideração na determinação do fator de emissão.

Na tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores do projeto consideraram a opção de pesquisar por dados disponíveis, mas não oficiais para suprimir a lacuna existente. A solução encontrada foi a base de dados da Agência Internacional de Energia (AIE) criada para executar o estudo “Testes de Caminhos de Linhas de Base para Projetos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Setor de Energia Elétrica”, publicado em Outubro de 2002. Ao fundir os dados da ONS com os dados da AIE em uma planilha eletrônica, os proponentes do projeto tiveram a possibilidade de considerar todas as fontes de geração conectadas a redes relevantes para determinara o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi mais conservador ao considerar apenas os dados da ONS, como é mostrada na tabela abaixo a margem de construção em ambos os casos.

Margem de Construção com fusão de dados da AIE/ONS (tCO ₂ /MWh)	Margem de Construção com dados da ONS (tCO ₂ /MWh)
---	--

¹² www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf



0,205

0,0872

Então, considerando todos os argumentos explanados, os desenvolvedores do projeto decidiram pela base de dados que considera apenas os dados da ONS, e desta forma foi possível dirigir-se oportunamente ao caso da determinação do fator de emissão e fazê-lo da maneira mais conservadora.

As eficiências das usinas de combustível fóssil também foram retiradas da redação da AIE. Isso foi feito considerando a falta de mais informações detalhadas sobre essas informações de fontes públicas, confiáveis e acreditáveis.

Da referência mencionada:

A eficiência de conversão de combustíveis fósseis (%) para plantas de energia térmica foi calculada com base na capacidade instalada de cada planta e da energia produzida de fato. Para a maioria das plantas de energia por combustível fóssil em construção, um valor constante de 30% foi usado como estimativa para a eficiência de conversão de seus combustíveis fósseis. Essa hipótese foi baseada nos dados disponíveis em literatura e baseados nas observações da atual situação destes tipos de plantas atualmente em operação no Brasil. Para as únicas duas plantas de gás natural em ciclo combinado (totalizando 648 MW) assumiu-se taxa de eficiência maior, isto é, 45%.

Então apenas dados para plantas em construção em 2005 (com início de operação em 2003, 2004 e 2005) foram estimados. Todas as outras eficiências foram calculadas. Para o melhor do nosso conhecimento, não há reforma/modernização de usinas de geração mais antigas no período analisado (2003 a 2005). Por essa razão, os participantes do projeto consideram a aplicação desse número não apenas razoável, mas a melhor opção disponível.

Os dados de despacho horário reunidos mais recentemente recebidos pela ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos de dados disponíveis (2003, 2004 e 2005). A geração de baixo custo e despacho obrigatório foi determinada como a geração total menos a geração das plantas de geração térmica por combustível fóssil, esta última determinada por dados diários de despacho fornecidos pela ONS. Toda essa informação foi disponibilizada aos validadores e extensivamente discutida com eles, de maneira a tornar todos os pontos claros.

Nas páginas seguintes, um resumo das análises é fornecido. A Tabela 6 mostra as conclusões resumidas sobre a análise do cálculo do fator de emissão e as Figuras 7, 8 e 9 apresentam as curvas de duração de carga do subsistema S-SE-CO. Finalmente, a Figura 17 mostra a geração de metano total estimada no cenário de linha de base e o metano capturado e destruído.



Tabela 6 : Fatores de emissão para o Subsistema Sul – Sudeste – Centro-Oeste Brasileiro

Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linha de base (incluindo importação)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [MWh]	Importações [MWh]
2003	0.9823	288,933,290	274,670,644	459,586
2004	0.9163	302,906,198	284,748,295	1,468,275
2005	0.8086	314,533,592	296,690,687	3,535,252
	Total (2003-2005) =	906,373,081	856,109,626	5,463,113
	$EF_{OM, \text{ simples-ajustado}}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{BM,2005}$	Lambda	
	0.4349	0.0872	λ_{2003}	
	Pesos	Pesos padrão	0.5312	
	$w_{OM} = 0.50$	$w_{OM} = 0.5$	λ_{2004}	
	$w_{BM} = 0.50$	$w_{BM} = 0.5$	0.5055	
	EF_y [tCO ₂ /MWh]	Padrão EF_y [tCO ₂ /MWh]	λ_{2005}	
	0.2611	0.2611	0.5130	

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.

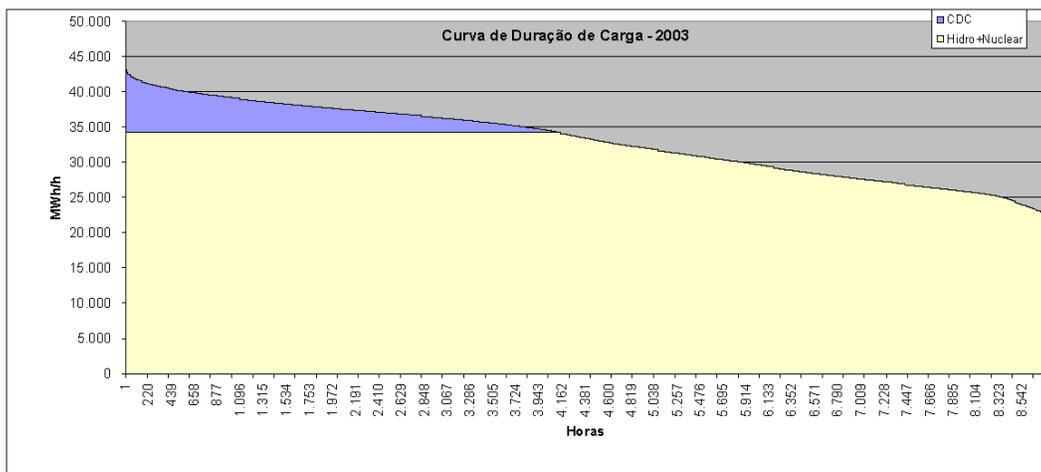


Figura 7. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2003

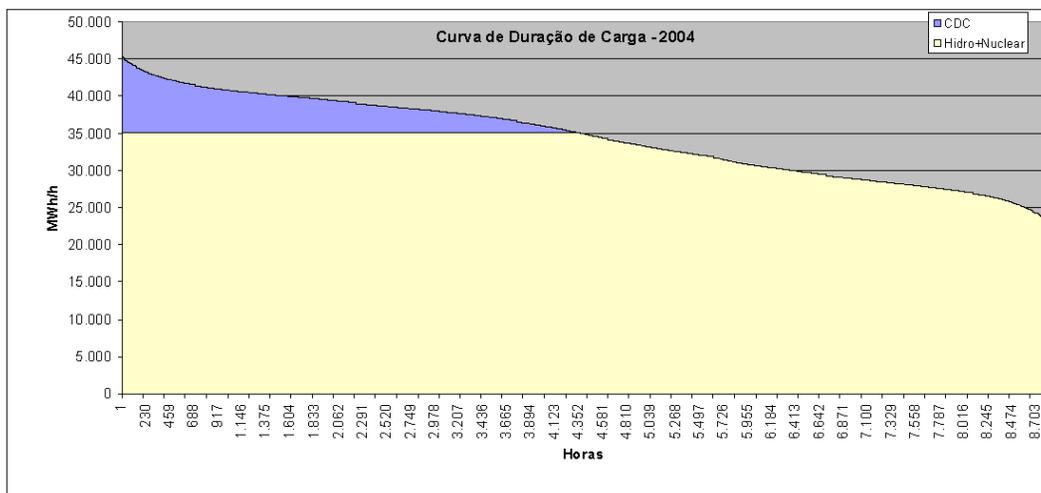


Figura 8. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2004

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.

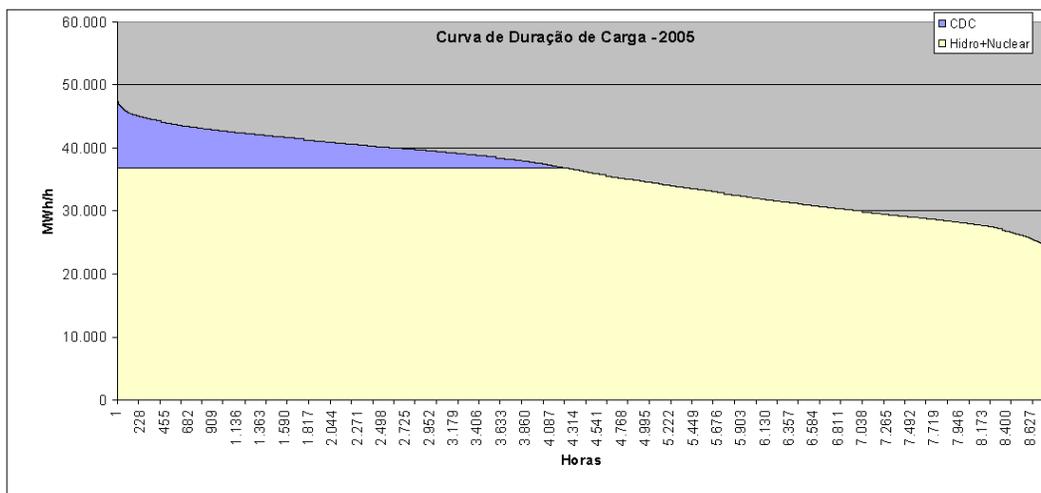


Figura 9. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2005



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

A quantidade de energia exportada para a rede será monitorada pela COPEL que operará o complexo hidroelétrico. A COPEL e registrará essas medições remotamente de seu escritório em Curitiba. A pessoa responsável pela leitura remota da energia despachada para a rede é o Sr. João Miyaoka (engenheiro da COPEL).

A quantidade de energia gerada e enviada a rede será também registrada em uma planilha pela Elejor. O Sr. Sergio Luiz Namy (presidente da Elejor) é o responsável pela checagem da quantidade de energia enviada para COPEL e Sr. Renato Luiz Dallagrama (contador da Elejor) é o responsável pela emissão da nota fiscal. As notas fiscais serão emitidas pela Elejor para a COPEL, que compra a energia gerada pelas plantas de grande escala Santa Clara e Fundão. As notas fiscais da energia gerada pelas pequenas centrais hidrelétricas Santa Clara e Fundão e vendidas aos consumidores finais também serão monitoradas.

A energia vendida a COPEL está previamente fixada no PPA. Quando a quantidade de energia gerada pela Elejor exceder a quantidade contratada de acordo com o PPA, CCEE¹³, a entidade responsável pelo processo de contabilidade do mercado de energia, emite uma nota de crédito (Elejor então tem um crédito com CCEE). Quando a quantidade de energia gerada não alcança o esperado, CCEE emite uma nota de débito (Elejor então está em débito com a CCEE). Essas notas (crédito e débito) serão usadas para fazer a checagem da energia vendida para a rede e para verificação.

O arquivamento ocorrerá até dois anos depois do final do período de créditos ou a última emissão das RCEs da atividade de projeto, o que ocorrer mais tarde. A quantidade de energia despachada para a rede será registrada na planilha “PCEFSC.xls”, que deverá ser o instrumento para futura Verificação. A calibração está sob responsabilidade da COPEL e ocorrerá a cada dois anos. Os procedimentos para calibração são determinados pelo ONS, o Operador Nacional do Sistema, que controla o despacho de energia na rede S-SE-CO.

Os impactos ambientais serão monitorados pelos relatórios solicitados pelas Licenças de Operação do Complexo Santa Clara e Fundão. Os relatórios listados na Licença de Operação serão usados para monitorar os impactos ambientais.

Como mencionado em A.2, o principal Impacto social resultante do PCEFSC é a criação de empregos durante a construção do complexo. Depois da construção, Elejor treinará engenheiros e operadores para assegurar a operação eficiente do complexo e também trabalhadores para monitorar os programas ambientais. Qualquer nova solicitação de emprego será monitorada pelo departamento de recursos humanos da Elejor, incluindo a necessidade de treinamento.

¹³ Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (<http://www.ccee.org.br/>)