



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

CONTEÚDO

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

Anexos

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

Anexo 2: Informações com relação a financiamento público

Anexo 3: Informações da linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

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

>>

Projeto de Pequena Hidrelétrica Primavera

Número da versão do DCP: 04

13/11/2007

A.2. Descrição da atividade de projeto:

>>

O Projeto de Pequena Hidrelétrica Primavera (doravante denominado "Projeto") desenvolvido pela Eletro-Primavera Ltda. (doravante denominada "Desenvolvedor do projeto") consiste na instalação de uma pequena planta hidrelétrica com 18,2 MW de capacidade instalada, localizada no rio Pimenta Bueno, nos municípios de Pimenta Bueno e Primavera de Rondônia, estado de Rondônia.

Embora a capacidade instalada da planta seja 18,2 MW e todos os cálculos foram feitos usando esta capacidade instalada, o desenvolvedor do projeto pretende realizar alguns testes nos equipamentos existentes para elevar a capacidade instalada. Se os resultados desses testes demonstrarem que nenhum outro equipamento é necessário e que não há possibilidade de danificar os equipamentos existentes, a capacidade instalada será expandida para 20 MW, resultando em um aumento na eletricidade fornecida à rede e, conseqüentemente, na quantidade de redução de emissões. Esse processo é realizado somente após a operação total da planta e após ser autorizado pela agência de energia elétrica ANEEL. Todos os documentos de suporte podem ser examinados no processo de verificação.

A planta tem o objetivo de fornecer eletricidade renovável para os municípios de Pimenta Bueno, Espigão d'Oeste e Cacoal, no estado de Rondônia. A linha de transmissão de 24,4 km será construída pelo desenvolvedor do projeto e interligada ao sistema isolado Rondônia-Acre (doravante denominada "a Rede") através do município de Pimenta Bueno.

A rede fica nos estados de Rondônia e Acre, na região amazônica. Esta é uma área muito remota, onde o desenvolvimento da infra-estrutura para o fornecimento de eletricidade tem sido difícil. Na maior parte da região amazônica, a solução para o problema de fornecimento de eletricidade, nas áreas remotas, foi a implementação de um sistema elétrico isolado com base em centrais termelétricas a combustíveis fósseis.

A planta trará eletricidade renovável para desenvolver essa área remota tanto social como economicamente, que sempre foi uma questão difícil. Este projeto irá aumentar o fornecimento de eletricidade à rede, deslocando a geração termelétrica para uma fonte renovável de energia, todas as emissões do projeto por causa do reservatório serão contabilizadas, embora o projeto vá reduzir as emissões de CO₂e. A densidade de potência do projeto proposto será de 5,35 W/m², portanto as emissões do projeto devem ser contabilizadas. O cálculo das emissões do projeto pode ser encontrado na seção B.6.

Os participantes do projeto reconhecem que esta atividade de Projeto está ajudando o Brasil a atingir suas metas de promoção do desenvolvimento sustentável. O projeto, especificamente, está alinhado com as exigências do MDL específicas do país anfitrião por causa das seguintes razões:



- Contribui para a sustentabilidade ambiental local, já que diminui a dependência dos combustíveis fósseis, aumentando assim a qualidade do ar.
- Contribui para melhores condições de trabalho e aumenta as oportunidades de emprego na área em que o projeto está localizado.
- Contribui para uma melhor distribuição de renda pois contribui para o desenvolvimento econômico regional/local.
- Contribui para o desenvolvimento da capacidade tecnológica porque parte da tecnologia vem de países desenvolvidos (Alemanha), mas a mão-de-obra e a manutenção técnica serão fornecidas dentro do Brasil, consolidando a tecnologia no país
- Contribui para a integração regional e para a ligação com outros setores. O projeto facilita o aumento das pequenas hidrelétricas como fonte geradora na região e, portanto, pode incentivar outras empresas semelhantes que desejam replicar essa experiência

A.3. Participantes do projeto:

>>

Tabela 1 - Participantes do Projeto

Nome da parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participantes do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Eletro-Primavera Ltda.	Não
Holanda	EcoSecurities Group PLC	Não

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

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:**A.4.1. Localização da atividade de projeto:****A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

Brasil. (o "País anfitrião")

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

Estado de Rondônia.

A.4.1.3. Cidade/município/comunidade etc:

Municípios de Pimenta Bueno e Primavera de Rondônia.

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



A localização exata do projeto é definida usando coordenadas GPS 11° 54' 16" Sul 61°14' 07" Oeste.

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

De acordo com o Anexo A do Protocolo de Quioto, este projeto se enquadra na Categoria setorial 1 da CQNUMC: Setores de energia (fontes renováveis / não renováveis).

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

O projeto consiste em uma planta que gera eletricidade renovável a fim de fornecer eletricidade à rede. A central hidrelétrica tem quatro conjuntos de equipamentos. Cada um deles é constituído de uma turbina brasileira tipo Kaplan Tubular S horizontal (produzida pela HISA – Hidráulica Industrial S/A; o eixo da turbina é o único componente que é produzido fora do Brasil, provem da Alemanha) e um gerador horizontal brasileiro (tipo ATI, produzido pela GEVISA S/A). Uma turbina Kaplan é uma turbina hidráulica tipo hélice com pás ajustáveis.

Tabela 2 – Descrição técnica da turbina

Tipo de turbina	Kaplan Tubular S
Capacidade nominal	4,55 MW

Tabela 3 - Descrição técnica do gerador

Tipo do gerador	ATI
Potência nominal	5642 kVA
Tensão nominal	6,9 kV

Pela definição legal da agência reguladora de energia elétrica brasileira, a ANEEL — Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução nº 652, emitida em 9 de dezembro de 2003, pequenas hidrelétricas no Brasil devem ter capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW.

Um reservatório com baixo desvio (altura de 14,5 m) 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. A disposição geral do reservatório com desvio consiste na implementação de estruturas de barras deslizantes, um vertedouro e uma estrutura de adução, alinhados ao longo do mesmo eixo, com uma extensão total de cerca de 610 m. Uma linha de transmissão de 138 kV (distância total 24,4 km – *Resolução 811/07*) desde o pátio de manobra até a subestação da CERON em Pimenta Bueno é usada para interligar a planta à rede.

A tecnologia usada no projeto é sólida e segura do ponto de vista ambiental, por ser uma central de fio d'água exigindo um reservatório com desvio mínimo que armazena água para gerar eletricidade durante breves períodos; por exemplo, a área do reservatório do projeto é de 3,4 km². A densidade de potência do projeto é de 5,35 W/m², de acordo com a condição de aplicabilidade da metodologia.

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

>>

Tabela 4 - Estimativa de reduções de emissões do Projeto

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO2e
2007 (a partir de setembro)	27.369
2008	82.109
2009	82.109
2010	82.109
2011	82.109
2012	82.109
2013	82.109
2014	82.109
2015	82.109
2016	82.109
2017 (até agosto)	54.740
Total de reduções estimadas (toneladas de CO2e)	821.090
Número total de anos de crédito	10
Média anual durante o período de crédito de reduções estimadas (toneladas de CO2e)	82.109

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

>>

O projeto não receberá nenhum financiamento público das Partes incluídas no Anexo I da CQNUMC.

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

>>

1. A metodologia de linha de base: ACM0002 - "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis", versão 06, em vigor a partir de 19 de maio de 2006;

2. A metodologia de monitoramento: a metodologia de monitoramento consolidada aprovada ACM0002: "Metodologia consolidada de monitoramento para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", Versão 06, em vigor a partir de 19 de maio de 2006;

3. A ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade: a metodologia aprovada da "ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade", Versão 03, em vigor a partir de 16 de fevereiro de 2007 (CE29).

É possível obter mais informações sobre a metodologia em:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>

B.2 Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto:**Tabela 5 - Critérios de aplicabilidade conforme estabelecidos na metodologia**

Critérios	Os critérios são atendidos?	Justificativa
<p>Aplica-se a adições de capacidade de eletricidade a partir de:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Usinas hidrelétricas a fio de água; projetos de energia hidrelétrica com reservatórios existentes em que o volume do reservatório não aumente; · Novos projetos de energia hidrelétrica com reservatórios cujas densidades de energia (capacidade instalada de geração elétrica dividida pela área da superfície no nível máximo do reservatório) sejam superiores a 4 W/m²; · Fontes de energia eólica; · Fontes de energia geotérmica; · Fontes de energia solar; · Fontes de energia de ondas e marés. 	Sim	<p>Conforme a descrição na seção A.4.3, o Projeto consiste em uma central hidrelétrica com um reservatório com desvio e assim atende a esta exigência.</p> <p>De acordo com o Anexo 5, CE 23, centrais hidrelétricas com densidades de potência maiores que 4 mas menores que 10 W/m² podem usar as metodologias atuais aprovadas, mas têm que usar um fator de emissão padrão de 90 gCO₂e/kWh</p>
<p>Esta metodologia não se aplica às atividades de projetos que envolvam a mudança de combustíveis fósseis para energia renovável na área da atividade do projeto, uma vez que, nesse caso, a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;</p>	Sim	<p>O projeto consiste na construção de uma nova planta hidrelétrica, portanto nenhuma substituição de combustível se aplica.</p>
<p>Os limites geográficos e do sistema da rede elétrica pertinente possam ser claramente identificados e existam informações sobre as</p>	Sim	<p>A planta está interligada ao Sistema Isolado Rondônia-Acre. Todos os dados necessários para</p>



características da rede.		calcular o fator de emissão da rede foram coletados com a CERON, uma empresa estatal responsável pela distribuição de eletricidade e normas no estado de Rondônia e com a ELETRONORTE, uma empresa subsidiária das Centrais Elétricas Brasileiras S./A. – ELETROBRÁS, responsável pela construção e operação de centrais e linhas de transmissão e pela geração e comercialização da eletricidade na região norte do Brasil.
Aplique-se à geração de eletricidade conectada à rede a partir da captação de gás de aterro, em conjunto com a “metodologia consolidada aprovada de linha de base para atividades de projetos com gás de aterro” (ACM0001).	Não se aplica	O projeto é um projeto de hidrelétrica de fio d’água, assim essa condição não se aplica.

A atividade de projeto atende a todas as condições acima e, portanto, é aplicável à metodologia.

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

O limite do projeto inclui o Sistema Isolado Rondônia-Acre, o local físico da planta, além da área do reservatório. Para a determinação da linha de base, foram contabilizadas somente as emissões de CO₂ da geração de eletricidade em energia gerada a partir de combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade de projeto.

A extensão espacial do limite do projeto inclui a área do reservatório, pois a densidade de potência do projeto é maior que 4 W/m² mas menor que 10 W/m².

O limite da rede é claramente definido como a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. Para este projeto especificamente a rede em questão é o Sistema Isolado Rondônia-Acre.

Tabela 6 - GEE incluído ou excluído do limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluído(a)?	Justificativa / explicação
Linha de base	Produção de eletricidade da rede	CO ₂	Incluída	De acordo com a ACM0002 somente as emissões de CO ₂ da geração de eletricidade devem ser contabilizadas.
		CH ₄	Excluída	De acordo com a ACM0002
		N ₂ O	Excluída	De acordo com a ACM0002
Atividade de projeto	Produção de eletricidade da hidrelétrica	CO ₂	Incluída	De acordo com o Anexo 5, CE 23, as centrais hidrelétricas com densidade de potência maior que 4 mas menor que 10 W/m ² têm que usar um fator



	CH ₄	Excluída	de emissão padrão de 90 gCO ₂ e/kWh para calcular as emissões do projeto.
	N ₂ O	Excluída	

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

O projeto consiste em uma nova instalação de geração de eletricidade que fornecerá eletricidade à rede. Conforme definido na metodologia, para atividades de projeto que não modificam nem atualizam uma instalação de geração de eletricidade existente, o cenário de linha de base é o seguinte:

A eletricidade alimentada na rede pelo projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na seção B.6.1.

A tabela a seguir fornece as informações e os dados importantes usados para determinar o cenário de linha de base:

Tabela 7 - Informações e dados importantes usados para determinar o cenário de linha de base

Variável	Unidade	Fonte de dados
Fator de emissões da margem de operação (EF_OM _y , em tCO ₂ /MWh)	tCO ₂ /MWh	ANEEL, Eletrobrás S.A., ELETRONORTE e CERON
Fator de emissões da margem de construção (EF_BM _y , em tCO ₂ /MWh)	tCO ₂ /MWh	ANEEL, Eletrobrás S.A., ELETRONORTE e CERON
Fator de emissões da linha de base (EF _y)	tCO ₂ /MWh	ANEEL, Eletrobrás S.A., ELETRONORTE e CERON

A tecnologia empregada na linha de base é a tecnologia já usada na rede. A geração de eletricidade na rede se baseia predominantemente em termelétricas, na tecnologia de combustão interna e a diesel, também em uma termelétrica em ciclo combinado, movida a óleo combustível. A outra pequena parte da geração é fornecida por pequenas centrais hidrelétricas.

A linha de base é definida como o sistema isolado Rondônia-Acre, ele consiste em 9 termelétricas, acrescentando 681,55 MW de capacidade instalada e 13 hidrelétricas acrescentando 259,50 MW de capacidade instalada. A geração de eletricidade na rede é cerca de 55% termelétrica, na média. Os componentes da rede e, portanto, da linha de base são fornecidos na tabela abaixo. Veja o Anexo 3 para obter mais detalhes.

Tabela 8 - Componentes da linha de base

Unidades	Tipo	Capacidade instalada (MW)
Rio Branco	Hidrelétrica	6,90
Cabixi II	Hidrelétrica	2,80



Termonorte II	Termelétrica	349,95
Monte Belo	Hidrelétrica	4,80
PCH Altoe	Hidrelétrica	1,10
Alta F. D'Oeste	Hidrelétrica	5,00
PCH ST. Luzia	Hidrelétrica	3,00
Termonorte I	Termelétrica	68,00
PCH Cachoeira	Hidrelétrica	11,12
PCHs Castaman 2	Hidrelétrica	0,50
PCH Cabixi 1	Hidrelétrica	2,70
Rio Acre	Termelétrica	45,80
PCHs Castaman 3	Hidrelétrica	1,48
Rio Branco II	Termelétrica	32,40
PCHs Castaman 1	Hidrelétrica	1,50
Samuel	Hidrelétrica	216,00
PCH Rio Vermelho	Hidrelétrica	2,60
UTE Colorado	Termelétrica	10,95
UTE Vilhena	Termelétrica	23,75
Rio Madeira	Termelétrica	83,00
Rio Branco I	Termelétrica	18,10
Barro Vermelho	Termelétrica	49,60

Todas as alternativas de linha de base realistas e confiáveis à atividade de projeto foram identificadas e estão listadas abaixo.

Scenario 1 Continuação das práticas atuais, ou seja, a eletricidade continuará a ser gerada pelo mix de geração existente em operação na rede, predominantemente termelétricas movidas a combustível fóssil;

Scenario 2 Construção de uma termelétrica, com tecnologia de combustão interna, a diesel e com geração de energia semelhante a da atividade de projeto e;

Scenario 3 A atividade de projeto não realizada como um projeto de MDL.

De acordo com a avaliação completa das alternativas, a alternativa 1 é identificada como o cenário de linha de base.

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

Contexto geral:

De acordo com o relatório de auditoria do Tribunal de Contas da União (2004), o sistema elétrico brasileiro consiste principalmente em um sistema interligado que inclui as regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte da norte. O estado de Rondônia, uma área muito remota, não está interligado a esses sistemas. A interligação é difícil, pois a construção e a manutenção das linhas de transmissão no meio da floresta tropical é complexa e cara. As fontes de energia precisam ser construídas perto do usuário. Assim a solução para o problema, de forma a minimizar os riscos do fornecimento de



eletricidade nessa área remota, tem sido a implementação de sistemas elétricos isolados, com base em centrais termelétricas movidas a combustíveis fósseis.

Em 1993, para promover o desenvolvimento da região norte, o governo brasileiro criou uma lei - a 8631/93 - que obrigava todas as concessionárias de energia elétrica a participarem do rateio dos custos de do combustível fóssil (diesel ou óleo combustível) consumido nos sistemas isolados na região norte. Assim, fornecendo eletricidade para essa região a um preço razoável. Essa obrigação é denominada CCC (Conta de Consumo de Combustíveis).

Além da CCC, o governo também criou a sub-rogação da CCC em 1999 (lei no. 9648/98). Essa política foi implementada porque a CCC aplicava-se somente à geração de eletricidade a partir de unidades termelétricas movidas a combustível fóssil. A sub-rogação da CCC atualmente estabelece que a energia renovável também pode solicitar esse subsídio. Assim, a sub-rogação de recursos da CCC facilita a substituição do consumo de combustível fóssil por outras fontes alternativas e renováveis como, por exemplo, a energia hidrelétrica (Tolmasquim, 2004).

A sub-rogação da CCC poderia representar um incentivo atraente: de acordo com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para implementar uma nova unidade geradora, de 50% a 75% de sua construção podem ser subsidiados e a taxa interna de retorno para esses investimentos pode aumentar consideravelmente. No entanto, existem ainda dois principais obstáculos envolvidos na sub-rogação da CCC que serão mais bem descritos a seguir, considerados especificamente neste projeto.

Essas duas leis foram criadas para promover o desenvolvimento de regiões isoladas no norte do Brasil, fornecendo eletricidade a um preço menor para o usuário final. Caso contrário, os preços da eletricidade que justificassem a geração de eletricidade seriam muito mais altos que o preço acessível à população local.

Apesar desses subsídios, de acordo com a “CCC + guia para utilização da sub-rogação da CCC”, devem ser criados outros dispositivos legais para ajudar a mudar a fonte de energia de fóssil para renovável, nos quais o Protocolo de Quioto é sugerido como uma alternativa.

Esse cenário enfrenta barreiras financeiras / econômicas específicas porque mesmo recebendo os subsídios da sub-rogação da CCC; esse cenário enfrenta dois obstáculos importantes, transcritos do Tribunal de Contas da União (2004).

Mesmo com a existência do subsídio da sub-rogação da CCC, como transcrito do Tribunal de Contas da União, 2004, existe uma "Há falta de interesse, por parte das empresas concessionárias, em abrir mão dos recursos garantidos pela CCC a fim de apoiar investimentos de geração com base em fontes alternativas. Ademais, as concessionárias da Região Norte apresentam situação econômico financeira desfavorável. Essa conjuntura traz insegurança aos investidores da área de geração em relação ao emprego de capital em projetos de fontes renováveis..." (Transcrito do Tribunal de Contas da União, 2004, parágrafo 113).

As leis e normas são diferentes nos sistemas isolados. A principal diferença entre os sistemas isolados e os sistemas interligados é o padrão de geração de eletricidade. Os sistemas interligados são caracterizados pela participação das entidades privadas, enquanto nos sistemas isolados o governo ainda permanece como o principal provedor. Os sistemas interligados funcionam com base em três instituições: o ONS, o operador do sistema e o organismo responsável pela otimização, coordenação, controle e operação do sistema; a ANEEL, a agência nacional de energia elétrica, responsável pela inspeção e normas de produção, transmissão, distribuição e comercialização da eletricidade; e o MAE, o mercado atacadista de eletricidade, onde são realizadas as transações de eletricidade, com base em um mercado



spot e regulado pela ANEEL. Todas as transações do mercado são feitas em leilões. Em 1994, para suceder o MAE, a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) foi criada, e é responsável, entre outros, pelas ações do MAE. O sistema Rondônia-Acre não é interligado, assim as características da geração, distribuição e comercialização são diferentes das principais redes interligadas e se baseiam principalmente no modelo estatal.

Como conclusão, esses sistemas isolados têm um padrão particular de normas, totalmente diferente dos sistemas interligados. Esses sistemas isolados provavelmente não devem ser interligados à rede principal porque a interligação é difícil pelas razões expostas acima.

A determinação da adicionalidade do cenário do projeto é feita considerando o contexto geral descrito acima e usando a versão mais recente da "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade" estabelecida pelo Conselho Executivo que segue os seguintes passos:

Os participantes do projeto desejam que o período de crédito se inicie depois do registro de sua atividade de projeto. Apesar disso, a comunicação entre o desenvolvedor do projeto e os consultores de carbono começou antes do início da operação do projeto e antes do início do período de crédito. Um dos acionistas do desenvolvedor do projeto é também acionista de outra atividade de projeto de MDL ("Projeto de Hidrelétrica da Incomex") que está em desenvolvimento desde 2000 e, portanto, o MDL foi seriamente considerado desde o ano 2000, antes da implementação do projeto.

Como será mostrado no Passo 2 abaixo, o projeto não deve avançar se não houver um apoio financeiro adicional. A receita adicional gerada pelas vendas de carbono seria muito importante para fazer o projeto avançar, pois o VPL do projeto com as receitas do carbono se torna positivo, veja a Tabela 9 abaixo. Mesmo com as receitas do carbono, o VPL, com os preços atuais de carbono, sendo positivo, a participação do MDL traz diversos outros benefícios conseqüentes, inclusive menores riscos da moeda porque a receita do MDL é obtida em US\$, maior participação internacional no projeto, publicidade internacional do projeto e reconhecimento de seus benefícios ambientais e o prestígio agregado associado a uma atividade de projeto de MDL.

Tabela 9 - Análise financeira considerando as receitas dos créditos de carbono

Análise com as receitas de carbono		
VPL com os créditos de carbono	R\$	7.153.931,13
VPL sem os créditos de carbono	R\$	(9.593.988,99)

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:

Todas as alternativas de linha de base realistas e confiáveis à atividade de projeto foram identificadas e estão listadas abaixo.



- Cenário 1 Continuação das práticas atuais, ou seja, a eletricidade continuará a ser gerada pela mescla de geração existente em operação na rede, predominantemente termelétricas movidas a combustível fóssil;
- Cenário 2 Construção de uma termelétrica, com tecnologia de combustão interna, a diesel e com geração de energia semelhante a da atividade de projeto e;
- Cenário 3 A atividade de projeto não realizada como um projeto de MDL.

Subpasso 1b. Cumprimento das leis e normas aplicáveis:

Cenário 1 – Está de acordo com as leis e normas vigentes. Não existem normas no Brasil para evitar a continuação da prática atual.

Cenário 2 – Está de acordo com as leis e normas da ANEEL. Não existem normas no Brasil para evitar a implementação de termelétricas.

Cenário 3 – Está de acordo com as leis e normas da ANEEL. Não existem normas no Brasil para evitar a implementação de hidrelétricas.

Passo 2. Análise de investimentos

Subpasso 2a: Determinar o método de análise apropriado

De acordo com a ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade, uma de três opções deve ser aplicada neste passo: análise de custos simples (em que não existe outro benefício para o projeto além da renda do MDL), análise comparativa de investimentos (em que existem alternativas comparáveis para o projeto) ou análise de marco de referência.

A opção três foi escolhida (análise de marco de referência).

Subpasso 2b: Opção III - Aplicar a análise de marco de referência

O Valor Presente Líquido (VPL) será usado como o indicador financeiro mais apropriado para comparação. O VPL coloca uma valorização, em termos do valor presente, da renda futura associada a um projeto ou alternativa de investimento, ou seja, ele mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto. A decisão de prosseguir com o projeto é tomada se o VPL for positivo. Um VPL positivo agrega valor para a empresa e um VPL negativo representa uma perda para a empresa.

Para realizar uma análise de marco de referência usando o VPL, é preciso escolher uma taxa de desconto. A base para a taxa de desconto selecionada usada na análise financeira é a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), estabelecida pelo Banco Central do Brasil que representa o retorno esperado de um fundo de investimento de baixo risco¹. Os resultados com VPL negativo significam que o retorno

¹ Banco Central do Brasil <http://www.bcb.gov.br/?SELICEN>



do investimento é menor que a taxa de desconto, sendo assim menor que o retorno de um investimento de baixo risco. O VPL positivo representa um retorno mais alto do que o de um investimento conservador. Os cenários com um VPL negativo apresentam uma barreira financeira / econômica significativa. Em 2002, o ano em que foi tomada a decisão de investir na atividade de projeto, a taxa SELIC oscilou entre 14,01% e 18,99% (Banco Central do Brasil, <http://www.bcb.gov.br/?english>). Para ser conservador, 12% foi considerado como o valor de referência para a análise de sensibilidade.

Subpasso 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

A Tabela 10 a seguir mostra a análise financeira para a atividade de projeto sem o financiamento por carbono. Como mostrado, o VPL do projeto sem o carbono é negativo, provando que o Projeto não é atraente para os investidores, o que inibe a implementação do projeto. A análise do fluxo de caixa foi realizada para um período de 12 anos, que é o período médio dos empréstimos no setor elétrico.

Tabela 10– Resultados financeiros do projeto

Parâmetro	unidade	Valor	Fonte
Investimentos	R\$	55.401.567,00	ANEEL
Capacidade instalada	MW	18,20	ANEEL
Tarifa de eletricidade	R\$/MWh	76,00	CCVE
Geração de eletricidade	MWh/ano	96.360	CCVE
Custos de O&M	R\$/MWh	36,54	Desenvolvedor de projeto
Sub-rogação da CCC	%	75%	ANEEL
Taxa de desconto	%	12,00%	SELIC
Depreciação	%	3,33%	Calculado
VPL sem os créditos de carbono	R\$	-9.593.989	Calculado

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

Foi realizada uma análise de sensibilidade alterando-se os seguintes parâmetros:

- Redução dos custos de O&M;
- Redução da taxa de desconto;
- Redução do investimento e;
- Aumento da tarifa de eletricidade.

Aqueles parâmetros foram selecionados como sendo os mais prováveis para oscilar ao longo do tempo. Foram realizadas análises financeiras alterando esses parâmetros em 10%, e analisando qual seria o impacto no VPL do projeto (veja a Tabela 11 abaixo).

Tabela 11 - Resumo da análise de sensibilidade

Parâmetro	Variação	VPL
Custos de O&M	-10%	(R\$ 8.191.384,19)
Taxa de desconto	-10%	(R\$ 7.321.378,08)
Investimentos	-10%	(R\$ 7.021.600,66)
Tarifa de eletricidade	10%	(R\$ 3.492.592,90)



A análise financeira mostra que, mesmo que se varie os parâmetros mais do que o esperado, o VPL do projeto ainda assim é negativo e, portanto, não é financeiramente atraente para um investidor racional.

Passo 4. Análise da prática comum

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

A ferramenta de adicionalidade específica que os projetos são considerados semelhantes se "ocorrerem no mesmo país/região". Para este Projeto uma análise das atividades semelhantes nos sistemas isolados da região norte do Brasil é considerada a mais apropriada, pois as condições de investimento e algumas exigências regulatórias tendem a ser semelhantes nesses sistemas, em vez de o serem por área regional.

Tabela 12 - Configuração dos sistemas isolados em 2006 (fonte: Eletrobrás)

	Número de unidades		Capacidade instalada (MW)	
	Hidrelétrica	Termelétrica	Hidrelétrica	Termelétrica
Rondônia (todas as plantas)	26	153	262,574	701,464
Todos os sistemas isolados no Brasil	61	1.443	628,549	3.391,543

A Tabela 12 acima inclui todas as informações sobre os sistemas isolados, inclusive uma análise de todas as plantas de geração de eletricidade no estado de Rondônia, onde o projeto está localizado e uma análise de todos os sistemas isolados no Brasil. A Tabela 13 mostra os mesmos dados na forma de porcentagem. Todas as informações foram obtidas do Plano de Operação de 2006, um relatório público emitido pela ELETROBRÁS. Para analisar as atividades semelhantes, todas as centrais hidrelétricas e termelétricas que estão em operação nos sistemas isolados foram selecionadas.

Subpasso 4b: Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo

Conforme mostrado pelas informações fornecidas acima, a geração de eletricidade em hidrelétricas não é uma atividade comum no estado de Rondônia nem nos sistemas isolados da região norte do Brasil. As usinas hidrelétricas constituem uma pequena parte da capacidade instalada de Rondônia e de todos os sistemas isolados.

Tabela 13 – Participação termelétrica e hidrelétrica em Rondônia e em todos os sistemas isolados no Brasil, 2006 (fonte: Eletrobrás)

	Número de unidades		Capacidade instalada (MW)	
	Rondônia	Todas	Rondônia	Total
Total	179	1.504	964,038	4.020,092
Hidrelétrica	14,53%	4,06%	27,24%	15,64%
Termelétrica	85,47%	95,94%	72,76%	84,36%

A capacidade instalada e a geração da eletricidade térmica dentro dos sistemas isolados têm aumentado historicamente desde 2001 até 2006. De acordo com o Plano de Operação de 2003 (ELETROBRÁS), a geração hidrelétrica prevista correspondeu a 2.048 GWh, enquanto a geração termelétrica correspondeu a 6.991 GWh. Além disso, de acordo com esse mesmo plano, havia uma projeção de aumento de 9% na geração termelétrica, e de uma diminuição de 5% na geração hidrelétrica. Ainda assim, nos Planos de Operação de 2004 e 2005, a comparação entre a geração termelétrica e a hidrelétrica indica uma clara predominância da geração termelétrica. Analisando o Plano de Operação de 2006, a capacidade termelétrica instalada permanece maior que a hidrelétrica instalada e, comparando com o relatório de 2005, a capacidade termelétrica instalada aumentou 7,76%, enquanto a capacidade hidrelétrica instalada diminuiu 3,83%. A Figura 1 abaixo ilustra as tendências da capacidade instalada em Rondônia. Fica claramente demonstrado que a capacidade termelétrica instalada tende a crescer, enquanto a capacidade hidrelétrica instalada tende a ficar quase constante, entre 2004 e 2006.

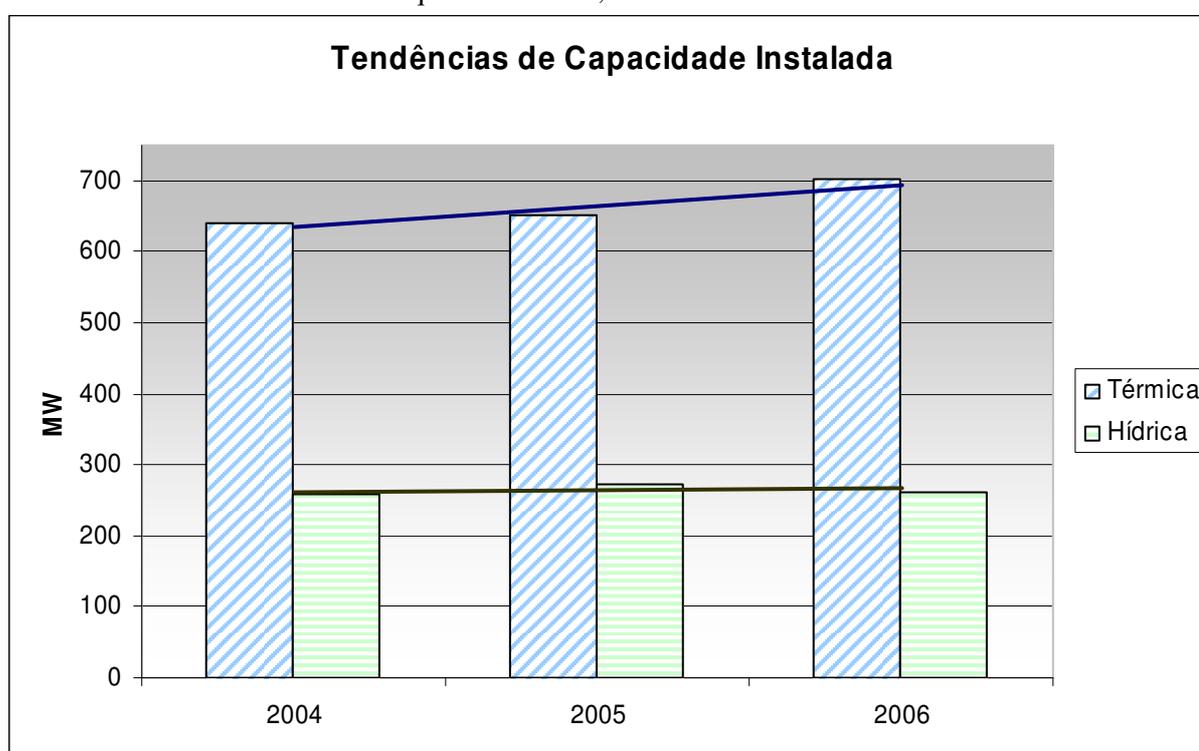


Figura 1 - Tendências da capacidade instalada em Rondônia (Fonte: Eletrobrás – elaboração própria)

Portanto, com base nesses dados, fica claramente demonstrado que a prática vigente em termos de geração de energia e capacidade instalada em Rondônia é predominantemente termelétrica e, em consequência, a tendência na região é a construção de unidades termelétricas que usam combustíveis fósseis, em vez da construção de unidades hidrelétricas.

Todos os passos da Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade foram satisfeitos, portanto o projeto é adicional ao que teria ocorrido na ausência da atividade de projeto.

B.6 Reduções de emissão



B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Passo 1 – Calcular o fator de emissão da margem de operação: o cálculo foi feito com base no método de OM simples, opção (a) da metodologia. Esse método foi selecionado porque os recursos de baixo custo/inflexíveis constituem menos de 50% da geração total da rede na média dos cinco anos mais recentes. Veja o Anexo 3 para obter mais informações.

A OM foi calculada *a priori*, usando a média ponderada da geração total para os 3 anos mais recentes para os quais os dados estavam disponíveis, na época do envio do DCP.

O fator de emissão de OM simples ($EF_{OM, simple}$) é calculado como a média ponderada das emissões da geração por unidade de eletricidade (tCO₂/MWh) de todas as fontes de geração que atendem ao sistema, não incluindo as centrais de baixo custo de operação e inflexíveis:

$$EF_{OM, simple} = \frac{\sum_{ij} F_{ij} \cdot COEF_{ij}}{\sum_j GEN_j} \quad (1)$$

Onde:

- F_{ij} é o total de combustível i (em GJ) consumido pela fonte de energia j no ano y ;
- j é o conjunto de plantas que fornecem eletricidade à rede, não incluindo as plantas de baixo custo ou inflexíveis e as plantas financiadas por carbono;
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de carbono do combustível i (tCO₂/GJ);
- GEN_j é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j .

Passo 2 – Calcular o fator de emissão da margem de construção: o cálculo foi feito como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO₂/MWh) de uma amostra de centrais m , como a seguir:

$$EF_{BM} = \frac{\sum_{im} F_{im} \cdot COEF_{ij}}{\sum_m GEN_m} \quad (2)$$

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogas às variáveis descritas para o método de OM simples acima, para as plantas m . Essa amostra inclui as cinco últimas plantas construídas ou as plantas mais recentes que combinadas respondem por 20% da geração total, a que for maior (em MWh). Dessas duas opções o grupo de amostra que abrange a maior geração anual são as cinco plantas mais recentes.

A opção 1 da metodologia foi escolhida para calcular o fator de emissão da margem de construção *a priori* com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as plantas já construídas para o grupo de amostra m na época do envio do DCP.

Passo 3 – Calcular o fator de emissão da linha de base: o cálculo foi feito como a média ponderada do fator da margem de operação e do fator da margem de construção:

$$EF = w_{OM} \cdot EF_{OM, simple} + w_{BM} \cdot EF_{BM} \quad (3)$$



onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , por padrão, são 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$), e $EF_{OM,y}$ e $EF_{BM,y}$ são calculados como descrito nos Passos 1 e 2 acima e são expressos em tCO₂/MWh.

Emissões do projeto: (PE)

De acordo com o Anexo 5, CE 23, as centrais hidrelétricas com densidades de potência maiores que 4 mas menores que 10 W/m² têm que contabilizar as emissões do projeto resultantes do reservatório. A densidade de potência do projeto é 5 W/m², portanto um fator de emissão padrão de 90 gCO₂e/kWh é usado para estimar as emissões do projeto.

$$PE_y = \frac{EF_{res} \cdot EG_y}{1000} \quad (4)$$

Onde:

PE_y Emissões do reservatório expressas como tCO₂e/ano

EF_{res} é o fator de emissão padrão para as emissões dos reservatórios e o valor padrão conforme o CE23 é 90 kg CO₂e /MWh.

EG_y é a eletricidade líquida anual gerada do Projeto e alimentada na rede

Emissões da linha de base: (BE) resultantes da eletricidade fornecida e/ou não consumida da rede são calculadas como a seguir,

$$BE = EG_y \cdot EF \quad (5)$$

Onde:

EG_y é a eletricidade líquida anual gerada do Projeto e alimentada na rede

Emissões de fugas: (L) nenhum cálculo das emissões de fugas é necessário.

Reduções de emissão: (RE)

$$ER = BE - PE \quad (6)$$

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dados / Parâmetro:	$EF_{OM, simple}$
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Margem de operação da rede
Fonte dos dados usados:	ELETROBRÁS S.A., ANEEL, ELETRONORTE, CERON e IPCC, 2006
Valor aplicado:	0,8682



Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A OM é calculada de acordo com a opção (a) Método de OM simples da metodologia ACM0002. Para obter mais informações consulte o Anexo 3.
Comentários:	

Dados / Parâmetro:	w_{OM}
Unidade dos dados:	Fração
Descrição:	Ponderação
Fonte dos dados usados:	ACM0002
Valor aplicado:	0,5
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Valor de ponderação padrão para a margem de operação obtido da ACM0002
Comentários:	

Dados / Parâmetro:	EF_{BM}
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Margem de construção da rede
Fonte dos dados usados:	ELETROBRÁS S.A., ANEEL, ELETRONORTE, CERON e IPCC
Valor aplicado:	1,0160
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	BM é calculada de acordo com a metodologia ACM0002. Para obter mais informações consulte o Anexo 3.
Comentários:	

Dados / Parâmetro:	w_{BM}
Unidade dos dados:	Fração
Descrição:	Ponderação
Fonte dos dados usados:	ACM0002
Valor aplicado:	0,5
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Valor de ponderação padrão para a margem de construção obtido da ACM0002



aplicados:	
Comentários:	

Dados / Parâmetro:	EF_v
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da rede. É a intensidade das emissões de CO ₂ da eletricidade deslocada na rede
Fonte dos dados usados:	ELETROBRÁS S.A., ANEEL, ELETRONORTE, CERON e IPCC, 2006
Valor aplicado:	0,9421
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O cálculo do fator de emissão da linha de base consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos prescritos na metodologia aprovada ACM0002. As informações detalhadas estão incluídas no Anexo 3.
Comentários:	

Dados / Parâmetro:	Área submersa
Unidade dos dados:	km ²
Descrição:	Área da superfície do reservatório
Fonte dos dados usados:	Despacho número 413, emitido em 10/07/2003 pela ANEEL
Valor aplicado:	3,4
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	
Comentários:	

B.6.3 Cálculo a priori de reduções de emissões:

Todas as equações usadas para estimar as reduções de emissão foram fornecidas na seção B.6.1. O fator de emissão da rede foi calculado usando as equações 1, 2 e 3, de acordo com a descrição fornecida na metodologia. Os cálculos das emissões do projeto, equação 4, emissões da linha de base, equação 5 e redução de emissões, também foram feitos de acordo com a metodologia.

As informações detalhadas sobre como as equações foram usadas e sobre os valores aplicados são fornecidos na Tabela 14.

Tabela 14 - Os valores e cálculos a priori de reduções de emissões

Parâmetro	Fórmula	Valor	Unidade
BM	fornecida na seção B.6.1	1,0160	tCO ₂ /MWh
wBM	-	0,5	-
OM	fornecida na seção B.6.1	0,8682	tCO ₂ /MWh



wOM	-	0,5	-
EF	fornecida na seção B.6.1	0,9421	tCO ₂ /MWh
Capacidade instalada	-	18,20	MW
EG	-	96.360	MWh
Área reservatório	-	3,4	km ²
Densidade de potência	= Capacidade instalada/Área reservatório	5,35	MW/km ²
BE	= EG * EF	90.781	tCO ₂ e
PE	= EF _{res} * EG / 1000	8.672	tCO ₂ e
RE	= BE - PE	82.109	tCO ₂ e

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

Tabela 15 - Estimativa a priori

Anos	Estimativa de emissões da atividade de projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de fugas (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de reduções de emissão (toneladas de CO ₂ e)
2007 (a partir de setembro)	2.891	30.260	0	27.369
2008	8.672	90.781	0	82.109
2009	8.672	90.781	0	82.109
2010	8.672	90.781	0	82.109
2011	8.672	90.781	0	82.109
2012	8.672	90.781	0	82.109
2013	8.672	90.781	0	82.109
2014	8.672	90.781	0	82.109
2015	8.672	90.781	0	82.109
2016	8.672	90.781	0	82.109
2017 (até agosto)	5.781	60.521	0	54.740
Total (toneladas de CO ₂ e)	86.720	907.810	0	821.090
Média	8.672	90.781	0	82.109

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

B.7.1. Dados e parâmetros monitorados:

Dados / Parâmetro:	EG _y
Unidade dos dados:	MWh
Descrição:	Eletricidade líquida alimentada na rede
Fonte dos dados a serem usados:	Desenvolvedor do Projeto e CERON
Valor dos dados aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões	96.360 MWh (Geração de eletricidade de referência do CCVE)



esperadas na seção B.5	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Os dados coletados serão a leitura contínua dos medidores da planta e a leitura mensal do medidor da concessionária (SAGA1000 - modelo 1681), a exatidão é $\pm 0,2\%$ (dos equipamentos manuais). A leitura mensal da concessionária é usada para emitir as faturas de venda de eletricidade (esse documento irá mostrar a quantidade de energia fornecida à rede).
Procedimentos de CQ/GQ a serem aplicados:	De acordo com as normas nacionais, os equipamentos serão submetidos a um regime regular de manutenção, calibração e testes para garantir a exatidão. Os dados coletados têm níveis de incerteza baixos e para garantir sua exatidão eles serão cruzados com as notas fiscais de venda de eletricidade obtidos do operador da rede.
Comentários:	Os dados ficarão arquivados durante um período de dois anos após o período de crédito.

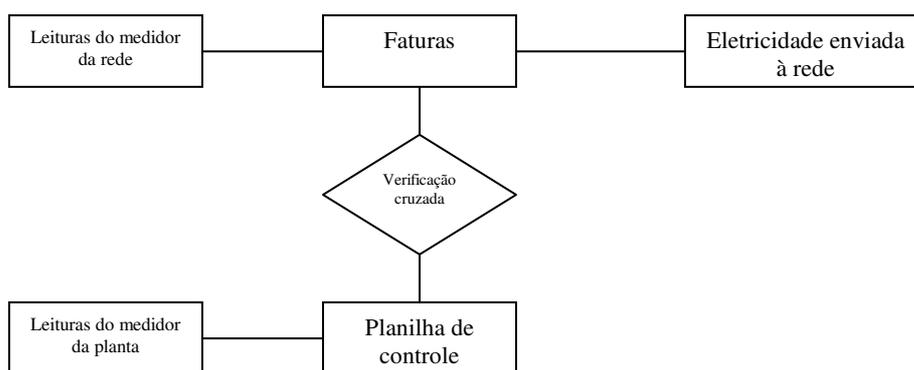
B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

O monitoramento deste tipo de projeto consiste em medir a eletricidade gerada pela tecnologia renovável. A seguir é encontrada a descrição dos procedimentos de monitoramento para a medição, garantia de qualidade e controle de qualidade dos dados.

1. Organização do monitoramento

O operador da rede lê o medidor mensalmente e esses dados serão usados pelo desenvolvedor do projeto para emitir as faturas de venda de eletricidade. Essas faturas contêm a quantidade de eletricidade fornecida à rede e serão usadas para calcular a quantidade de RCEs gerada a partir da atividade de projeto.

Os operadores da central lêem, em base horária, a eletricidade bruta gerada, para controlar a operação da planta. Essas leituras também são usadas para verificar a consistência da quantidade de eletricidade indicada nas faturas lidas pelo operador da rede.



Medição da eletricidade fornecida à rede

O medidor principal de eletricidade para estabelecer a eletricidade fornecida à rede será instalado no final da linha de transmissão da rede. Esse medidor de eletricidade será o medidor da receita para medir a



quantidade de eletricidade que será paga ao projeto. Como esse medidor fornece os principais dados para a medição de RCE, ele será a parte importante do processo de verificação.

Os dados também serão medidos continuamente pelo operador da planta e no final de cada mês os dados do monitoramento serão arquivados eletronicamente e será feito um backup regularmente. O desenvolvedor de projeto manterá as faturas de venda de eletricidade. Os dados serão arquivados eletronicamente e em papel e mantidos durante pelo menos dois anos após o período de crédito.

O medidor de eletricidade deve atender às normas locais relevantes na época da instalação. O medidor será instalado pelo desenvolvedor do projeto ou pela empresa da rede de acordo com as normas brasileiras, estabelecidas pelo INMETRO (*Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial* - entidade responsável pelas normas de calibração) e pela ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*). Os registros do medidor (tipo, marca, modelo e documentação da calibração) ficarão retidos no sistema de controle de qualidade.

Controle de qualidade e garantia de qualidade

Os procedimentos de controle e garantia de qualidade irão garantir a qualidade dos dados coletados. O(s) medidor(es) de eletricidade passará(ão) por manutenção sujeita às normas do setor. Além disso, o(s) medidor(e)s é (são) calibrado(s) pela concessionária de distribuição CERON - que assina um CCVE de longo prazo com as plantas - de acordo com as normas nacionais estabelecidas pelo INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial- entidade responsável pelas normas de calibração) e calibrado(s) novamente de acordo com os procedimentos internos da CERON ou com as especificações do fabricante. Os documentos ficarão disponíveis durante a verificação.

Para garantir a consistência e a exatidão dos dados coletados a partir do(s) medidor(es), os dados serão cruzados com as faturas de venda que irão mostrar a quantidade de eletricidade fornecida à rede.

Antes do início do período de crédito, a organização da equipe de monitoramento estará estabelecida e responsabilidades e funções claras serão atribuídas a todo o pessoal envolvido no projeto de MDL.

Os dados serão lidos do medidor e as faturas da venda de energia serão coletadas da pequena hidrelétrica pelo pessoal de operação da planta. Essas informações serão transferidas pela EcoSecurities mensalmente para monitorar as reduções de emissão.

O equipamento gerador de energia não será transferido de outra atividade; portanto, não é necessário considerar o efeito das fugas.

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

>>

O estudo de linha de base e a metodologia de monitoramento foram concluídos em 27/12/2006. A entidade que determina o estudo de linha de base e a metodologia de monitoramento e que participa do projeto como consultor de carbono é a EcoSecurities Group PLC listada no Anexo 1 deste documento.

Leandro Noel
Rua Lauro Müller, 116/4303.
Rio de Janeiro - RJ
Brasil



CEP: 22290-160.

Telefone 55 (21) 2275 9570

Email leandro.noel@ecosecurities.com

Website www.ecosecurities.com

**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:**

27/12/2002

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

30 anos

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

Não se aplica

C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:

Não se aplica

C.2.2. Período de crédito fixo:**C.2.2.1. Data de início:**

01/09/2007

C.2.2.2. Duração:

10 anos – 0 mês

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

O Projeto não gera emissões de gases de efeito estufa nem produz resíduos tóxicos, e tem efeitos limitados, controlados e reversíveis no meio ambiente porque o projeto é uma pequena hidrelétrica de fio d'água, usando água diretamente do rio, com uma pequena área de armazenamento projetada apenas para permitir que o canal de adução entre em operação. O projeto tem uma fácil integração com a paisagem e compatibilidade com a proteção da água, fauna e flora.

Quanto à permissão regulatória, o desenvolvedor do projeto possui autorização para operar como produtor independente de energia emitida pela ANEEL (Resolução ANEEL nº 747, emitida em 18/12/2002) e recebeu autorização para operar o Projeto em 24/07/2003 (Despacho ANEEL nº 465).

Quanto às permissões ambientais, o projeto possui as licenças ambientais necessárias. A licença de operação foi emitida pela agência ambiental do estado, NUCOF/SEDAM, LO no. 0002869 emitida em 12/12/2006.

Um PCA (Plano de Controle Ambiental) foi desenvolvido para identificar e avaliar os impactos ambientais finais em razão da atividade de projeto. Com relação ao PCA, a atividade de projeto não tem impactos negativos significativos no meio ambiente, oferecendo benefícios gerais para a sociedade local; além disso, o PCA analisa o empreendimento sob a perspectiva ambiental, identificando e avaliando os possíveis impactos ambientais e listando suas ações de mitigação.

Além disso, um PRAD (Programa de Recuperação de Áreas Degradadas) e um Plano de Monitoramento foram desenvolvidos com a finalidade de analisar e abordar eventuais impactos negativos provenientes da atividade de projeto. De acordo com o PRAD os impactos ambientais ocorreram antes da implementação do projeto, devido às atividades rurais. Os impactos resultantes do projeto não são significativos e foram realizadas ações de recuperação.

Todos os documentos relacionados ao licenciamento ambiental e de operação são públicos e podem ser obtidos na agência ambiental do estado.

D.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 um Estudo de Impacto Ambiental realizado de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:

O projeto já está em operação com a aprovação da agência ambiental, NUCOF/SEDAM e os impactos ambientais não são significativos.

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

De acordo com a Resolução nº 1, datada de 2 de dezembro de 2003, da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC)/Brasil, quaisquer projetos de MDL devem enviar uma carta com a descrição do projeto e uma solicitação de comentários das partes interessadas locais. Neste caso, as cartas foram enviadas às seguintes partes interessadas locais:

- Prefeituras de Primavera de Rondônia e Pimenta Bueno;
- Ministério Público (ou seja, a instituição permanente, essencial para as funções legais reponsável pela defesa da ordem legal, da democracia e dos interesses sociais/individuais);
- Câmara dos vereadores de Primavera de Rondônia e Pimenta Bueno;
- SEDAM Porto Velho;
- Fórum Brasileiro de ONGs
- Agência ambiental de Primavera de Rondônia e de Pimenta Bueno
- Associações comunitárias locais

As partes interessadas locais foram convidadas a apresentar suas preocupações e fornecer comentários sobre a atividade de projeto durante um período de 30 dias após o recebimento da carta-convite.

Embora os proponentes do projeto tenham procurado as associações comunitárias locais, elas não foram encontradas. Portanto, os proponentes do Projeto irão justificar essa situação para a AND brasileira.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Uma parte interessada, o Fórum brasileiro de ONGs, fez um comentário em 16 de fevereiro de 2007 para o projeto sugerindo o uso da certificação Gold Standard.

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

O comentário foi avaliado e levado em consideração para o projeto, entretanto nenhuma modificação no DCP foi necessária.

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

Organização:	ELETRO PRIMAVERA LTDA - CNPJ/MF 04.647.811/0001-30
Rua / Caixa Postal:	LOTES 05 E 89, LINHA 45, GLEBA 78/B
Prédio:	
Cidade:	PRIMAVERA DE RONDÔNIA / RO
Estado/Região:	Rondônia – Região Norte
CEP:	
País:	Brasil
Telefone:	+55 69 3442 6686
FAX:	+55 69 3442 6676
E-mail:	MARIBASEGGIO@GMAIL.COM
URL:	
Representada por:	
Cargo:	Sócio administrativo
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Cassol
Segundo Nome:	
Nome:	Cesar
Departamento:	
Celular:	+55 69 9961 6676
Fax direto:	+55 69 3442 1800
Telefone direto:	+55 69 3442 6686
E-mail pessoal:	MARIBASEGGIO@GMAIL.COM

Participante do projeto relacionada no Anexo 1:

Organização:	EcoSecurities Group Plc.
Rua / Caixa Postal:	40 Dawson Street
Prédio:	
Cidade:	Dublin
Estado/Região:	
CEP:	02
País:	Irlanda
Telefone:	+353 1613 9814
FAX:	+353 1672 4716
E-mail:	cdm@ecosecurities.com
URL:	www.ecosecurities.com.br
Representada por:	
Cargo:	COO e Presidente
Tratamento:	Dr.
Sobrenome:	Moura Costa
Segundo Nome:	
Nome:	Pedro
Celular:	
Fax direto:	
Telefone direto:	+44 1865 202 635
E-mail pessoal:	cdm@ecosecurities.com



Anexo 2

INFORMAÇÕES RELATIVAS A FINANCIAMENTO PÚBLICO

Este projeto não receberá nenhum financiamento público das partes incluídas no Anexo I.



Cálculo do fator de emissão da rede

O cálculo do fator de emissão da rede foi realizado de acordo com a versão mais recente da ACM0002. O sistema Rondônia-Acre fica isolado dos sistemas interligados brasileiros S-SE-CO e N-NE. A rede é predominantemente térmica, portanto foi selecionado o método de OM simples.

Todos os dados usados para calcular o fator de emissão são das seguintes fontes:

1. Dados obtidos da CERON do RELATÓRIO MENSAL - ENERGIA SUPRIDA, anos 2001 a 2005
2. Dados do relatório da TERMONORTE para a CERON
3. Dados obtidos da CERON do relatório RESUMO DE GERAÇÃO TÉRMICA, anos 2001 a 2005
4. Dados do Programa Mensal de operação para o ano de 2004, http://www.eletronorte.com.br/EM_Atuação_SistIsolados/default.asp
5. comunicação pessoal com a CERON para os dados de 2004
6. Aneel BIG
7. Dados do Programa Mensal de operação para o ano de 2005, http://www.eletronorte.com.br/EM_Atuação_SistIsolados/default.asp
8. Dados do Plano Anual de Operação 2005, pág. 9, item 3.3
9. Dados obtidos da ELETRONORTE do relatório Mapa de Óleo Diesel, anos 2003 a 2005
10. Dados obtidos da ELETRONORTE do Relatório Integrado do Desempenho Empresarial (RIDE), anos 1994 a 2005
11. Dados do GTON2 Plano Operacional Anual Brasileiro- 2002 a 2005 - ELETROBRÁS;
12. Dados dos relatórios operacionais mensais brasileiros do GTON - 2002 a 2005 - ELETROBRÁS;

Um resumo do cálculo é fornecido abaixo.

² Grupo Técnico Operacional da Região Norte.



Tabela 16 - Dados usados para calcular FE

	2003		2004		2005	
	Geração total (MWh)	Consumo de combustível (m³)	Geração total (MWh)	Consumo de combustível (m³)	Geração total (MWh)	Consumo de combustível (m³)
PIE Rovema	-	-	-	-	3.053	852
Rio Branco	-	-	328	0	38.136	0
Cabixi II	23.577	0	23.577	0	12.828	0
Termonorte II	605.716	187.695	994.041	284.548	989.079	352.776
Monte Belo	23.652	0	23.652	0	26.920	0
PCH Altoe	7.595	0	7.928	0	8.709	0
Alta F. D'Oeste	25.935	0	26.908	0	26.467	0
PCH ST. Luzia	22.077	0	23.293	0	21.030	0
Termonorte I	310.426	74.737	257.014	61.292	439.150	104.242
PCH Cachoeira	55.440	0	57.970	0	60.087	0
PCHs Castaman 2	2.688	0	2.968	0	3.044	0
PCH Cabixi 1	16.639	0	16.435	0	18.281	0
Rio Acre	23.927	8.271	0	0	0	0
PCHs Castaman 3	7.955	0	8.785	0	9.012	0
Rio Branco II	9.055	2.838	23.907	7.355	41.207	12.613
PCHs Castaman 1	8.063	0	8.704	0	9.133	0
Samuel	831.738	0	727.499	0	650.627	0
PCH Rio Vermelho	9.276	0	14.193	0	15.369	0
Rio Madeira	43.684	14.144	42.748	13.504	76.784	24.514
Rio Branco I	92.255	30.455	164.510	55.970	152.514	51.424
Barro Vermelho	157.031	45.806	5.899	1.753	0	0
UTE Colorado	9.386	3.176	8.591	2.885	6.419	2.191
UTE Vilhena	16.489	4.866	19.813	5.978	20.996	6.145



Tabela 17 - Resumo do cálculo do FE

Sistema Rondonia-Acre			
	$EF_{OM} (tCO_2/MWh)$	Carga (MWh)	Lambda
2003	0,8338	2.302.605	
2004	0,8325	2.458.762	
2005	0,9316	2.628.846	
TOTAL		7.390.213	
$EF_{OM, SIMPLE}$		0,8682	W_{OM} 0,5
$EF_{BM, 2005}$		1,0160	W_{BM} 0,5
$EF_v (tCO_2/MWh)$		0,9421	

Tabela 18 - Predominância na rede

	2001	2002	2003	2004	2005	Média
Geração termelétrica	578.565	875.330	1.267.971	1.516.522	1.729.201	1.193.518
Geração hidrelétrica	1.022.173	855.439	1.034.635	942.240	899.645	950.826
Predominância	Hidrelétrica	Termelétrica	Termelétrica	Termelétrica	Termelétrica	Termelétrica



Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO

Todas as informações de suporte usadas na aplicação da metodologia de monitoramento foram fornecidas na seção B.7 acima.



REFERÊNCIAS

ANEEL – BIG, <http://www.aneel.gov.br/15.htm>

Tribunal de Contas da União 2004 - TCU; Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, 2004. Auditoria Operacional . Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos sistemas isolados – CCC-isol.

BOSI, M., An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case

Study [Uma visão inicial das metodologias para as linhas de base de emissão: estudo de caso de geração de eletricidade]. Paris: Agência Internacional de Energia, 2000.

CERON, Relatórios mensais de energia – de 2001 a 2005 (relatórios: *totais sistema CERON; totais sistema CERON + PIE; Dados Suprimento; Suprimento_ConsInterno_PartGeração*)

ELETROBRÁS, *Plano Anual de Operação e Plano Mensal de Operação* - de 2002 a 2006

ELETRONORTE, dados de 2001 a 2005. Relatórios: *RIDES – Relatório Integrado de Desempenho; RDO; Mapa de Óleo Diesel*

IPCC: Diretrizes de 2006 para inventários nacionais de gases de efeito estufa

Agência Nacional de Petróleo, Relatório: *Preços Médios Ponderados Semanais – 2002* disponível em www.anp.gov.br

Tolmasquim, 2004 – Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil, Maurício Tiomno Tolmasquim, coordenador. - Rio de Janeiro: Relume Dumará: COPPE CENERGIA, 2004.