

MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-SSC-DCP)
Versão 03 – em vigor a partir de: 22 de Dezembro de 2006

Conteúdo

- A. Descrição geral da atividade do projeto de pequena escala
- B. Aplicação de uma linha de base e metodologia de monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto/ período obtenção de créditos
- D. Impactos Ambientais
- E. Comentários dos Atores

Anexos

Anexo 1: Informações de contatos dos participantes na atividade do projeto de pequena escala

Anexo 2: Informações relativas a financiamento publico

Anexo 3: Informação de linha de base

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

>>

Título do projeto: Projeto de MDL PCH São Sebastião.Número da versão do DCP: 6.Data: 29 de junho de 2012.**A.2. Descrição da atividade do projeto de pequena escala:**

O Projeto de MDL PCH São Sebastião consiste no fornecimento de energia hidrelétrica limpa ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro através da implantação e operação da pequena central hidrelétrica (PCH) São Sebastião, localizada no estado de Santa Catarina, região Sul do Brasil. A PCH possui capacidade instalada de 9.900.000 W e utiliza uma área bastante reduzida de reservatório, resultando em um baixo impacto ambiental.

O Ministério de Minas e Energia¹, através do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2008-2017, projeta para os próximos 10 anos um crescimento na capacidade total de Usinas Termelétricas (UTE) a óleo combustível em 427%, e das UTE's a carvão mineral em 124%, tendo como base o ano de 2008. Com isso, a PCH São Sebastião tem o objetivo principal de ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil, proveniente do crescimento econômico e populacional do país, fornecendo energia limpa e renovável, contribuindo, assim, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento da participação da energia limpa e renovável em relação ao consumo total de eletricidade do país.

A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis com conseqüentes emissões de CO₂, que estariam sendo geradas se o projeto não existisse. O fornecimento de eletricidade limpa e renovável trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam na ausência do projeto.

A São Sebastião Empreendimentos S.A. é uma empresa criada em agosto/2008 que tem como objeto social específico de implantação e operação da PCH São Sebastião, sendo responsável, pela construção e geração de energia elétrica. A empresa tem sede em Florianópolis, capital do estado brasileiro de Santa Catarina.

A PCH São Sebastião contribui para o desenvolvimento sustentável do país e da região à medida que proporciona o desenvolvimento econômico, sem comprometer as gerações futuras, atendendo ao conceito de Desenvolvimento Sustentável, estabelecido pelo Relatório Brundtland, elaborado pela Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, que define o termo como “o desenvolvimento que satisfaz às necessidades presentes, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de suprir suas próprias necessidades”².

O Projeto São Sebastião contribui para o desenvolvimento sustentável por meio das seguintes ações:

¹Relatório Final PDE 2008-2017. Volume II, página 674.

Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>. Acessado em: 25/09/2009.

² WCED [CMMAD], 1987. Nosso Futuro Comum. Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento. Universidade de Oxford.

(a) Através da operação da PCH São Sebastião, energia limpa e renovável será despachada ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN). Dessa forma, empreendimentos que geram energia através da queima de combustíveis fósseis deixam de ser acionados, evitando, assim, a emissão de gases do efeito estufa à atmosfera. A relevância dessa energia limpa que será despachada ao SIN se faz ainda mais presente considerando que o Brasil possui um alto potencial hidráulico energético não explorado.

(b) A PCH São Sebastião apresenta baixo impacto ambiental, com formação de um pequeno reservatório, e elevada densidade de energia, os participantes do projeto realizarão investimentos consideráveis em programas e ações ambientais. Serão desenvolvidos programas ambientais nos meios físico, biótico e antrópico para mitigar os impactos ambientais do projeto, de acordo com a legislação ambiental vigente no país.

(c) A geração de energia através de Pequenas Centrais Hidrelétricas nos moldes da PCH São Sebastião, pressupõe um impacto ambiental menor, se comparado com grandes usinas de energia hidrelétrica. A construção de grandes Usinas Hidrelétricas é responsável por altos impactos ambientais concentrados, pois grandes extensões de terra são alagadas, ocasionando o reassentamento de diversas famílias da comunidade local. No momento em que um maior número de PCHs entram em operação, há uma distribuição de menores impactos ambientais.

(d) A implantação do Projeto pode atrair investimentos à região e impulsionar o desenvolvimento industrial e sócio-econômico local nos municípios próximos ao empreendimento. A operação e manutenção do Projeto requerem a assessoria de prestadores de serviços da região, atuantes nas mais diversas áreas. Isso pode acarretar um aumento nos empregos no setor terciário local e na renda da população em geral, uma vez que proporciona um aumento na escala de consumo. Além disso, através do monitoramento das condições sanitárias e ambientais que serão realizadas no local, pode haver uma melhoria na questão da saúde pública da população do município.

(e) A implantação da PCH São Sebastião pressupõe a aquisição de equipamentos de alta tecnologia que serão adquiridos a partir de fabricantes estabelecidos no território nacional. A utilização desses equipamentos exige treinamento e capacitação de mão-de-obra local a partir dos próprios fabricantes. Com isso, ocorre uma transferência de conhecimento, de modo que as empresas nacionais fornecedoras do projeto obtêm mais experiência e a tecnologia vigente torna-se amplamente divulgada e consolidada na região, além de impactar positivamente a economia nacional, incentivando os produtores brasileiros de equipamentos.

A.3. Participantes do Projeto:

A São Sebastião Empreendimentos S.A. é a proprietária da Pequena Central Hidrelétrica São Sebastião e é responsável por todas as atividades relativas à implantação e operação das usinas.

A Enerbio Consultoria LTDA - ME assessora a São Sebastião Empreendimentos S.A. na elaboração do projeto de MDL, bem como no Monitoramento das RCEs a serem geradas pelo Projeto.

A tabela abaixo apresenta as partes e entidades envolvidas no Projeto São Sebastião.

Tabela 1: Partes e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade

Nome da parte envolvida (*) (o anfitrião indica a parte anfitriã):	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (se for o caso):	Por gentileza, indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não):
Brasil (anfitrião)	<u>Entidade Privada</u> : São Sebastião Empreendimentos S.A.	Não
	<u>Entidade Privada</u> : Enerbio Consultoria LTDA - ME	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos do MDL, à época de tornar o DCP -MDL público, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter dado sua aprovação. À época do pedido de registro, é exigida a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).		

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

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

Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado/Província, etc.:

Região: Sul do Brasil

Estado: Santa Catarina

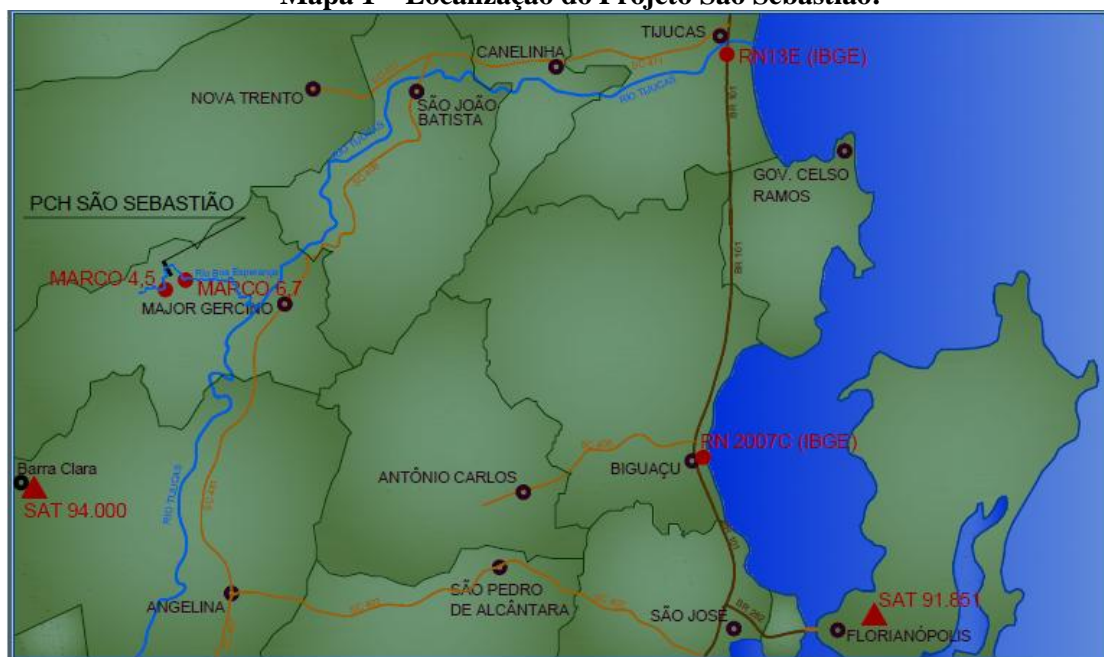
A.4.1.3. Cidade/Município/Comunidade, etc.:

Município de Major Gercino

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

A implantação da PCH São Sebastião será realizada no Estado de Santa Catarina, região sul do Brasil.

A PCH São Sebastião será implementada no Rio Boa Esperança, afluente da margem esquerda do Rio Tijucas, bacia 8, sub-bacia 84, no município de Major Gercino. As coordenadas da casa de força do empreendimento são Latitude 27° 23' 23'' Sul e Longitude 49° 1' 4'' Oeste.

Mapa 1 – Localização do Projeto São Sebastião:

Os marcos de interesse (04 e 05 barragem; 06 e 07 casa de força) estão localizados no município de Major Gercino, estado de Santa Catarina.

A.4.2. Categorias de atividade do projeto:

De acordo com o apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para pequenas - escalas de atividades do projeto de MDL, o projeto São Sebastião se encaixa no tipo I, projetos de energia renovável, categoria ID, geração de eletricidade para um sistema, utilizado para projetos que utilizem tecnologias de energia renovável para fornecimento de eletricidade a rede.

A PCH São Sebastião utilizará o potencial hidráulico do rio para gerar eletricidade com uma capacidade total instalada de 9.900.000 W. A PCH do Projeto São Sebastião é uma usina a fio d'água, com formação de pequeno reservatório.

A tabela abaixo apresenta os principais parâmetros técnicos da PCH São Sebastião:

Tabela 2: Características Técnicas da PCH São Sebastião.

Características Técnicas	PCH São Sebastião
Potência Instalada (W)	9.900.000
Área do Reservatório (m ²)	4.403
Densidade de Energia (W/m ²)	2.248
Energia Assegurada (MW)	5,20
Fator de Capacidade	0,53
Turbinas	
Quantidade	3
Tipo	Francis – Horizontal Simples
Barragem	
Tipo	Aterro Compactado na margem direita e Concreto na margem esquerda
Altura Máxima (metros)	9,75
Casa de Força	
Tipo	Abrigada

Dados suportados pelos estudos técnicos realizados pelas empresas GeoEnergy Engenharia e Serviços Ltda. e Estelar Engenheiros Associados Ltda., para a São Sebastião Empreendimentos S.A., relativo ao Projeto Básico Consolidado da PCH São Sebastião.

A energia assegurada foi estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia (MME), através da Portaria 18 de 09 de agosto de 2010. O fator de capacidade da planta foi calculado pela empresa terceira de engenharia contratada pelo proprietário do projeto. Este número está disponível na página 118 do Projeto Básico de Engenharia consolidado.

Os equipamentos e tecnologias a serem utilizados no projeto serão desenvolvidos no Brasil e já foram aplicados de forma bem sucedida a projetos semelhantes no país e no mundo. A tecnologia empregada no projeto é bem estabelecida no setor. A Turbina Francis é amplamente utilizada em Pequena Central Hidrelétrica (PCH)³ A implantação dos empreendimentos também será responsabilidade de empresas nacionais, proporcionando dessa forma o desenvolvimento e o emprego da mão-de-obra nacional. O projeto de engenharia foi aprovado por entidades reguladoras do Brasil (ANEEL e MME) e pelas organizações ambientais oficiais, através de licenciamento ambiental. Para permitir esta atividade de projeto, a avaliação dos riscos ambientais foi apresentada e programas para minimizar os impactos requeridos, quando aplicável. Assim, a tecnologia a ser utilizada pelo projeto é ambientalmente segura e sadia.

A.4.3 Total estimado de reduções nas emissões durante o período de créditos escolhido:

Usando o fator de emissão da linha de base mensal calculado conforme apresentado no item B.6 e no Anexo 3 deste DCP, a implementação completa do Projeto São Sebastião interligado ao Sistema Interligado Brasileiro irá gerar uma redução total de **63.385 tCO₂e** durante o primeiro período de 7 anos, descritos na tabela abaixo:

³ Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 1ª Edição, ANEEL, 2002. Pag 23 e 24.

Tabela 3: Estimativa de redução nas emissões do Projeto São Sebastião

Anos	Estimativa Anual de Reduções de Emissões (tCO ₂ e)
2013*	9.055
2014	9.055
2015	9.055
2016	9.055
2017	9.055
2018	9.055
2019	9.055
Total de Reduções Estimadas (tCO₂e)	63.385
Total de Anos de Crédito	7
Média anual durante o primeiro período de crédito (tCO₂e)	9.055

- * Previsão do início do período de créditos e entrada em operação: Janeiro/2013.
- A Estimativa de Reduções de Emissões do projeto pressupõe a geração de energia assegurada da PCH São Sebastião, conforme a tabela 2 do item A.4.2.

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

Nenhum financiamento público foi solicitado por partes envolvidas do anexo I para as atividades do projeto de MDL.

A.4.5 Confirmação de que a atividade do projeto de pequena escala não faz parte do desmembramento da atividade de um projeto de grande escala:

De acordo com o Apêndice C para as Modalidades e Procedimentos Simplificados para atividades de projetos de MDL de Pequena Escala, o projeto de pequena escala é considerado uma parte de uma atividade de projeto maior se houver um projeto de MDL de pequena escala registrado ou uma submissão para registro de outra atividade de projeto de pequena escala com as seguintes características:

- Com os mesmos participantes do projeto;
- Na mesma categoria de projeto e tecnologia; e;
- Registrada com 2 anos previamente; e
- Se o limite de projeto estiver a 1 km da atividade de projeto de pequena escala proposta no ponto mais próximo.

Em relação ao Projeto São Sebastião, não existe outra atividade de projeto de pequena escala que se enquadre nos critérios acima mencionados. Portanto, a atividade de projeto proposta não é um componente deslocado de uma atividade de projeto maior.

Mais informações: http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/ssc/methSSC_guid17.pdf

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e de monitoramento**B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada e do monitoramento aplicados à atividades do projeto de pequena escala:**

- Versão 17.0 da Categoria AMS I.D. – Geração de eletricidade renovável conectada à rede.

Para mais informações:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/RSCTZ8SKT4F7N1CFDXCSA7BDQ7FU1X>

B.2 Justificativa da escolha da categoria do projeto:

A metodologia I.D é aplicável ao Projeto São Sebastião por que essa metodologia é adequada às atividades de projetos de geração de energia renovável conectada à rede que resultam em novos reservatórios e com capacidade de energia maior que 4 W/m². O projeto compreende a instalação de uma nova usina em um local onde não havia energia renovável de usina em operação antes da implementação da atividade de projeto (nova planta).

O Projeto São Sebastião pode ser enquadrado na categoria I.D, porque (i) fornece energia hidrelétrica limpa ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro através da implantação e operação da pequena central hidrelétrica (PCH) São Sebastião e é uma usina a fio d'água com 9,9 MW, não ultrapassando os 15 MW de potência máxima, limite estipulado para o enquadramento de um projeto como projeto de pequena escala e com densidade de energia maior que 4 W/m², conforme indicado na tabela 02.

A capacidade instalada do projeto (9,9 MW) foi determinada pelo estudo (Projeto Básico Consolidado) desenvolvido por empresa terceira de engenharia, contratada pelos proprietários de projeto. Este estudo leva em consideração a série histórica do fluxo do rio e as características topográficas da região e ressalta que uma planta com 9,9 MW é a alternativa que irá maximizar o uso dos recursos hídricos e que vai minimizar os impactos ambientais.

O Projeto Básico Consolidado mostra que não há possibilidade de construir uma usina com capacidade instalada superior a 15 MW no local do projeto, demonstrando que a atividade do projeto ficará sob os limites de atividade de projeto de pequena escala durante cada ano do período de crédito.

Também é importante ressaltar que estudos de engenharia de pequenas centrais hidrelétricas têm que ser aprovados pela Agência Nacional Brasileira de Energia Elétrica (ANEEL). Após esta aprovação, para iniciar a construção e implementação do projeto é necessário obter as licenças ambientais que se referem às características de engenharia. Todas as autorizações e aprovações que tenham sido emitidas até o momento referem-se a esta capacidade instalada. Licenças e autorizações para a operação que será emitida no futuro, além das características das turbinas e geradores a serem adquiridos pelos proprietários do Projeto proporcionará também evidências para essas características.

B.3. Descrição dos limites do projeto:

De acordo com a AMS-ID, a versão 17, a extensão espacial do limite do projeto inclui a usina do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema elétrico que a usina do projeto de MDL está conectada. A Pequena Central Hidrelétrica São Sebastião está ligado ao Sistema Interligado Nacional.

A metodologia não permite que os participantes do projeto escolham se uma fonte de gás deve ser incluída no limite do projeto. O projeto São Sebastião não fornece as emissões de CH₄. Emissões de CO₂ da geração de eletricidade por combustíveis fósseis em usinas que estão deslocadas devido à atividade do projeto são a principal fonte de emissão da linha de base.

Como a PCH estará conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), uma breve descrição sobre o SIN pode ser realizada para efeitos ilustrativos. O Sistema Interligado Nacional Brasileiro é gerenciado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), o qual é responsável por todas as atividades relativas ao planejamento da operação. O ONS tradicionalmente subdivide o Sistema Interligado Nacional em quatro Subsistemas interconectados entre si: o Subsistema Sul, o Subsistema Centro-Oeste/Sudeste, o Subsistema Norte e o Subsistema Nordeste. Esses Subsistemas guardam relação com as regiões geográficas brasileiras: Região Sul, Regiões Centro Oeste/Sudeste, Região Norte e Região Nordeste, respectivamente.

Em função da real disponibilidade de oferta e do comportamento de consumo em cada região, o ONS estabelece políticas de intercâmbio inter-regionais de energia, além de medidas excepcionais de despacho de geração térmica, caso os níveis de armazenamento de água venham a se reduzir significativamente e tendam a violar as curvas de segurança. Essas condições são monitoradas permanentemente e divulgadas aos agentes do setor elétrico.

Em maio de 2008, através da Resolução nº 8⁴, a AND brasileira definiu que o Sistema Interligado Nacional deve ser considerado como um Sistema de Eletricidade Único e que essa configuração é válida para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ usados para estimar as reduções de emissão de gases de efeito estufa de projetos de MDL de geração de energia conectada à rede interligada nacional.

B.4. Detalhes da linha de base e o seu desenvolvimento:

Linha de Base

De acordo com a versão 17 da metodologia AMS – ID, se a atividade do projeto é a instalação de uma nova planta de energia renovável conectada à rede, o cenário de linha de base é o da eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto teria sido gerada, do contrário, por usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes geradoras.

As emissões de linha de base são o produto da energia elétrica de linha de base gerada pela unidade de geração de energia renovável, $EG_{BL,y}$, expressa em MWh por um coeficiente de emissão

As emissões de linha de base (BE_y) é calculada, como se segue:

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2,grid,y} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

BE_y = Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO₂);

$EG_{BL,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida fornecida pela atividade de projeto para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh);

$EF_{CO_2,grid}$ = Fator de emissão da rede no ano y (tCO₂/MWh).

O fator de emissão é calculado de maneira transparente e conservadora de acordo com a Margem Combinada, resultante de uma associação da margem de operação e da margem de construção, de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade” (versão 02.2.1).

O fator de emissão de linha de base ($EF_{CO_2,grid,y}$) é calculado como a média ponderada do fator de emissão de margem de operação e fator de emissão de margem de construção. Para a versão 17.0 da metodologia AMS ID – Geração de Eletricidade Renovável Conectada à Rede, o Fator de Emissão de Linha de Base é abreviado como $EF_{CO_2,grid,y}$. Entretanto, considerando a versão 02.2.1 da “Ferramenta

⁴ Fonte: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf. Acesso em Dezembro 2010.

para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”, o Fator de Emissão de Linha de Base é abreviado como $EF_{grid,CM,y}$. Para efeitos desse projeto estamos considerando que $EF_{CO2,grid,y}$ tem o mesmo significado de $EF_{grid,CM,y}$, conforme descrito abaixo:

$$EF_{CO2,grid,y} = EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times W_{BM} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da Margem de Construção de no ano y (tCO₂e/ MWh);

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da Margem de Operação de no ano y (tCO₂e/ MWh);

W_{OM} = Peso do fator de emissão da Margem de Operação (%);

W_{BM} = Peso do fator de emissão da Margem de Construção (%).

Cálculo do $EF_{grid,OM,y}$ e do $EF_{grid,BM,y}$

Segundo a “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade” (versão 02.2.1), caso a AND (Autoridade Nacional Designada) do país anfitrião do projeto tenha publicado um delineamento sobre sistema de eletricidade do projeto e sobre sistema de eletricidade conectado, estes delineamentos devem ser utilizados.

Dessa forma, em maio de 2008, a AND brasileira definiu que o Sistema Interligado Nacional deve ser considerado como um Sistema de Eletricidade Único e que essa configuração será válida para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ usados para estimar as reduções de emissão de gases de efeito estufa de projetos de MDL de geração de energia conectada à rede interligada nacional.

A partir desse momento, a Autoridade Nacional Designada Brasileira começou a publicar periodicamente os fatores de emissão de margem de operação através do método de análise de despacho e os fatores de emissão de margem de construção para o Sistema Elétrico Brasileiro, seguindo a “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”, aprovada pelo Conselho Executivo (CE) do MDL.

Os Fatores de Emissão de CO₂ resultantes da geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS. A sistemática de cálculo foi elaborada através de um trabalho conjunto do ONS, do Ministério das Minas e Energia (MME) e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI).

Como para o cálculo do fator de emissão da margem de operação através da análise de despacho, a Autoridade Nacional Designada Brasileira utiliza os dados de despacho da geração despachada centralmente pelo ONS, esse dado deverá ser atualizado anualmente durante o monitoramento.

O Fator de Emissão da Margem de Construção deve ser atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo aquelas usinas construídas no ano do registro da atividade do projeto ou, se a informação do ano do registro ainda não estiver disponível, incluindo aquelas usinas construídas no ano mais recente do qual a informação está disponível. Para o segundo período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser calculado *ex-ante*. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de creditação deve ser utilizado.

O fator de emissão da margem de construção para o ano de 2011 foi utilizado para a estimativa *ex-ante* da geração de RCEs, já que são os dados mais recentes disponíveis. Para a margem de operação, foi considerado o ano de 2011.

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes serão reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de pequena escala registrada:

De acordo com o Guia para demonstração e avaliação da consideração prévia do Conselho Executivo do MDL, versão 04, EB 62 - anexo 13, as atividades do projeto com data de início em ou depois de 2 de agosto de 2008, o participante do projeto deve informar a parte anfitriã AND e a secretaria CQNUMC, por escrito, do início da atividade de projeto e de sua intenção de tornar MDL. Essa informação não é necessária em caso do DCP for publicado para consulta global ou uma nova metodologia proposta para o Conselho Executivo para o projeto específico antes da data de início do projeto atividade.

Esta atividade de projeto tem data de início após a publicação do DCP. Entretanto, a São Sebastião Empreendimentos S.A. enviou comunicação formal à Autoridade Nacional Designada Brasileira, em 27/05/2009 comunicando a sua intenção de tornar a PCH São Sebastião uma atividade de projeto de MDL e informando sobre a consideração prévia e importância das receitas provenientes da venda de RCEs para a viabilidade e existência deste empreendimento. A carta de consideração prévia foi enviada a CQNUMC em 01/07/2009.

O Anexo A do Apêndice B das Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto de MDL de Pequena Escala estabelece que os participantes do projeto devem fornecer uma explanação para mostrar que a atividade de projeto não ocorreria devido a, no mínimo, uma das seguintes barreiras:

- (a) Barreiras de Investimento: Uma alternativa financeiramente mais viável à atividade de projeto proporcionaria maiores emissões;
- (b) Barreiras Tecnológicas: Uma alternativa menos avançada tecnologicamente que a atividade de projeto envolvendo menores riscos devido à incertezas de performance ou pequenos percentuais de mercado da nova tecnologia adotada para a atividade do projeto proporcionaria maiores emissões;
- (c) Barreiras devido às práticas predominantes: a prática prevalecente, ou as regulamentações existentes ou as políticas de requerimentos teriam conduzido a uma implementação de tecnologia com emissões mais elevadas.
- (d) Outras barreiras: sem a atividade de projeto, por outra razão específica identificada pelo participante de projeto, como barreiras institucionais ou informação limitada, recursos administrativos, capacidade de organização, recursos financeiros, ou capacidade de absorver novas tecnologias, as emissões teriam sido mais elevadas.

Antes de analisar as barreiras enfrentadas pelo Projeto São Sebastião, faz-se necessário descrever os cenários alternativos que provavelmente aconteceriam na ausência da atividade de projeto.

As alternativas realistas à atividade de projeto compreendem:

- A continuidade da situação atual, com a eletricidade sendo gerada pela atual composição de geração do Sistema Interligado Nacional;
- A construção de novas usinas termelétricas;
- A implementação do projeto sem os incentivos do MDL.

Para fornecer uma visão ampla dos cenários alternativos à atividade do projeto, é válido traçar um panorama do setor elétrico brasileiro atual e sua projeção para o futuro.

Segundo a ANEEL⁵ (Agência Nacional de Energia Elétrica), a capacidade instalada de geração de energia existente no Brasil, no momento do desenvolvimento deste DCP, se apresentava conforme a tabela abaixo:

Tabela 4: Capacidade de Geração do Brasil – Empreendimentos em Operação

Empreendimentos em Operação		
Tipo	Potência (kW)	%
CGH	180.500	0,17
EOL	740.784	0,69
PCH	3.039.534	2,83
SOL	20	0,018
UHE	75.727.799	70,41
UTE	25.853.893	24,04
UTN	2.007.000	1,87
Total	107.694.023	100

Legenda para tabela 4:

- CHG: Central Geradora Hidrelétrica (Potência Instalada menor que 1 MW)
- EOL: Central Geradora Eolielétrica
- PCH: Pequena Central Hidrelétrica (Potência Instalada maior que 1 MW e menor que 30 MW)
- UHE: Usina Hidrelétrica de Energia (Potência Instalada maior que 30 MW)
- UTE: Usina Termelétrica de Energia
- UTN: Usina Térmica Nuclear
- SOL: Usina Solar

Através da análise da tabela 4, pode-se perceber que apenas 2,83% da potência instalada do país são geradas através de pequenas centrais hidrelétricas e que os principais tipos de empreendimentos responsáveis pela maior parcela de contribuição da potência instalada do país são: as usinas hidrelétricas de grande porte (70,41%) e as usinas termelétricas (24,04%).

Segundo a ANEEL⁶, as 24 Usinas Hidrelétricas do país que possuem capacidade de geração superior a 1.000 MW correspondem a 67,71% de sua capacidade instalada. Empreendimentos desse porte apresentam, pela sua capacidade de geração e conseqüente capacidade de geração de receitas, uma grande viabilidade econômica.

No caso da geração de energia termelétrica, conforme a tabela 5⁷ pode-se perceber que 71,95% dos combustíveis utilizados no Brasil são de origem fóssil, que emitem quantidade maior de gases do efeito estufa.

Tabela 5: Fontes de Energia Exploradas no Brasil

Classe de Combustíveis Utilizados no Brasil – Empreendimentos em Operação			
Combustível	Quantidade	Potência (kW)	%
Biomassa	358	6.279.660	24,29
Fóssil	941	18.600.829	71,95
Outros	25	970.483	3,75
TOTAL	1324	25.850.972	100

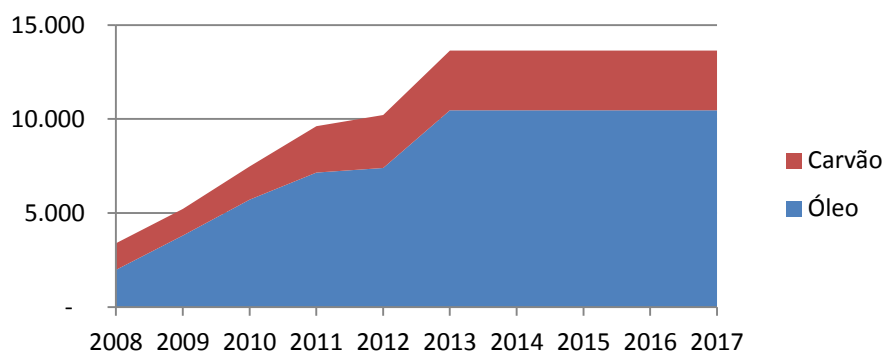
⁵ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp> Acessado em: 23/03/2010.

⁶ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeneracaoTipoFase.asp?tipo=1&fase=3> Acessado em: 22/03/2010

⁷ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.asp> Acessado em: 23/03/2010.

Em agosto de 2009, o Ministério de Minas e Energia do Brasil aprovou o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica para o período 2008 a 2017, estabelecendo um cenário de expansão da geração de energia no Brasil. A projeção do MME estima um crescimento na oferta de energia proveniente de combustíveis fósseis nos próximos anos. O país possui empreendimentos em fase de estudos ou em construção, tendo em vista a entrada em operação no médio prazo, que totalizam 1.760 MW adicionais provenientes de UTEs a carvão mineral e 8.479 MW adicionais em UTEs a óleo combustível. Abaixo, segue um gráfico da expansão da capacidade instalada de empreendimentos elétricos movidos a combustíveis fósseis, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica⁸.

**Gráfico 1: Evolução na Capacidade Instalada de Combustíveis Fósseis (MWh)
Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2008-2017**



Observando o gráfico anterior, pode-se concluir que a oferta de energia vinda de fontes não-renováveis tende a crescer fortemente no Brasil nos próximos anos. A capacidade instalada total de UTEs a óleo combustível deverá crescer 427%, enquanto as UTEs a carvão, 124%, tendo como ano-base 2008.

É importante salientar também que, atualmente existem no Brasil oito centrais geradoras termelétricas, operando a partir de carvão mineral, totalizando uma potência instalada de 1.455 MW, conforme tabela⁹ a seguir.

Tabela 6: Usinas Termelétricas a Carvão em Operação no Brasil

Usina	Potência (MW)	Estado
Figueira	20	Paraná
Charqueadas	72	Rio Grande do Sul
Pres. Médici A e B	446	Rio Grande do Sul
São Jerônimo	20	Rio Grande do Sul
Jorge Lacerda I e II	232	Santa Catarina
Jorge Lacerda III	262	Santa Catarina
Jorge Lacerda IV	363	Santa Catarina
Alunorte	40	Pará
Total	1.455	

No Brasil, dos oito empreendimentos termelétricos que geram energia a partir do carvão, sete deles estão situados na Região Sul do Brasil, onde o Projeto São Sebastião está localizado. Além disso, segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil¹⁰, 89,25% das reservas nacionais de carvão mineral do

⁸ Relatório Final PDE 2008-2017. Volume II, Pag 674. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>. Acessado em 25 de setembro de 2009.

⁹ Disponível no banco de dados de informações da Aneel. Acessado em 23/03/2010. A evidência para essa tabela será fornecida à EOD durante o processo de Validação

¹⁰ Atlas de Energia Elétrica do Brasil – 3ª Edição, ANEEL, 2008.

país concentram-se na Região Sul o que proporciona condições favoráveis ao desenvolvimento de novas UTEs a carvão.

Dessa forma, como visto na descrição da matriz energética brasileira atual e na projeção de futuro estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia Brasileiro, há um claro predomínio de grandes usinas hidrelétricas e de usinas termelétricas a combustíveis fósseis na matriz energética nacional.

Desse modo, em um cenário de ausência da PCH São Sebastião, dois cenários para a matriz energética brasileira são constituídos: (i) a continuidade da situação atual, com a eletricidade sendo gerada pela atual composição de geração do Sistema Interligado Nacional, mais especificamente do Subsistema Sul (com grande presença de termelétricas), ou (ii) a construção de novas usinas termelétricas. Portanto, a implantação do Projeto São Sebastião proporciona reduções de emissões, as quais ocorreriam na ausência do Projeto. Este fato ocorre porque a atual composição do Sistema Interligado Nacional e a adição de novas fontes provocariam mais emissões. Uma vez que a eletricidade despachada à rede pelo projeto seria de outra forma gerada pela operação das usinas da rede e pela adição de novas fontes de geração.

Barreiras

O projeto enfrenta barreira financeira. A implementação da atividade de projeto sem os incentivos do MDL não se mostra viável financeiramente, já que a taxa interna de retorno ao acionista é menor que o custo de capital próprio do projeto.

O fluxo de caixa da PCH São Sebastião será disponibilizado à EOD e à CQNUMC. Ele está baseado nas seguintes premissas:

- Total de Energia Bruta gerada por Ano – Resultado da multiplicação entre 8760 horas anuais e a Energia Vendida por hora de 5,2 MW;
- A Energia Vendida de 5,2 MW foi definida de acordo com o resultado do leilão ocorrido em 27 de agosto de 2010¹¹.
- Energia Líquida Contratada por Ano = Energia Bruta Gerada por Ano – Perdas Comerciais;
- A tarifa de energia de R\$ 133,25 R\$/MWh foi baseada no leilão de 27 de agosto de 2010¹²;
- Montante Total de Investimento = **R\$49.872.146,00** como indicado no orçamento padrão oficial (Eletrobrás) e planilha de dados oficial enviada Empresa de Pesquisa de Eletricidade (EPE, entidade ligada ao Ministério de Minas e Energia) para participar do leilão.
- A PCH São Sebastião ainda não possui contrato de financiamento firmado. Dessa forma, o custo do capital de terceiros do Projeto São Sebastião está baseado nos custos de financiamento praticados para projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil através de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, BNDES. O custo de financiamento de empréstimos do BNDES usualmente é indexado à Taxa de Juros de Longo Prazo (6,00% a.a.¹³) e acrescido de uma Remuneração básica do BNDES (0,9% a.a) mais a Taxa de Risco de Crédito do BNDES (3,0% a.a). A taxa de risco de crédito máxima cobrada pelo BNDES para projetos de energia renováveis é de 3,57% a.a conforme informações

¹¹ Disponível em:

http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/3_Reserva/Resultado_completo_3_LER_2013.pdf. Acesso em 15 de Setembro de 2010.

¹² Disponível em:

http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/3_Reserva/Resultado_completo_3_LER_2013.pdf Acessado em 15 de setembro de 2010

¹³ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html. Acesso em 20/07/2010.

presentes no site do Banco¹⁴. Conservadoramente, foi estimada a taxa de 3,0% a.a. A taxa estimada para o financiamento é, então, de 9,90% a.a. com um prazo de amortização de 14 anos conforme indicado por informações presentes no *website* do BNDES.

- Essa metodologia de cálculo de custo de financiamento é indicada pelo BNDES, conforme seu site na internet: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html. A empresa estima ainda que 70% do montante necessário para o investimento total será financiado pelo BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
- Os impostos (PIS/COFINS/CSLL/IR) seguem a tributação brasileira de tributação sobre lucro presumido;
- A Taxa de Fiscalização da ANEEL foi estimada conforme Despacho ANEEL 4.778 de 23/12/2008 e Decreto 2.410 de 28 de Novembro de 1997;
- A Taxa da ONS foi estimada tomando com base a taxa de fiscalização da ANEEL;
- O custo anual de O&M (Operação e Manutenção) e Administração foram estimados em 5,0% do investimento inicial do projeto por ano, segundo o Guia¹⁵ elaborado pela Eletrobrás (Companhia de Eletricidade Federal vinculada ao Ministério brasileiro das Minas e Energia) para projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (evidência fornecida ao DOE);
- As despesas com TUSD (Tarifa de Uso do Sistema da Distribuição) foram estimadas baseadas na Resolução Homologatória nº 810, de 14 de Abril de 2009.
- O tempo do período de concessão / autorização fornecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica para as usinas hidrelétricas de pequeno porte é geralmente 30 anos¹⁶. Este período de concessão / autorização compreende a construção e o período de operação. A São Sebastião Empreendimentos vai levar 1 ano e 9 meses para construir a usina, de acordo com o cronograma apresentado às autoridades nacionais. Portanto, o fluxo de caixa financeiro inclui 1 ano e 9 meses de período de investimento durante a construção da usina e 28 anos e 3 meses de vida operacional.
- O Cálculo da TIR ao Acionista segue o indicado pelo Guia para Avaliação da Análise de Investimento presente na Ferramenta para Demonstração e Avaliação da Adicionalidade.

A Taxa Interna de Retorno ao Acionista resultante do Fluxo de Caixa é de **3,19%**.

Benchmarking – Custo de Capital Próprio

O Benchmarking escolhido para o projeto é o custo de capital próprio. O custo de capital próprio foi calculado com base na seguinte equação.

$$K_e = GB + PE_g$$

Equação 3

Onde:

- K_e = Custo de Capital Próprio;
- GB = Taxa Livre de Risco (R_f) + Prêmio de Risco País (ERP)

¹⁴ A taxa de risco de crédito máxima cobrada pelo BNDES para projetos de energia renováveis é de 3,57% a.a conforme informações presentes no site do Banco:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_renovaveis.html

¹⁵ Pagina 07, Parágrafo 9 of the “Guia para Estudo e Projetos de Pequenas Centrais Hidreletricas” elaborado pela Eletrobrás, companhia ligada ao Ministério de Minas e Energia do Brasil.

¹⁶ Autorização para tres pequenas centrais hidreletricas de um dos acionistas São Sebastião Empreendimentos foram fornecidos para DOE e mostra o período de autorização de 30 anos. Além disso, a página 92 do livro "Pequenas Centrais Hidrelétricas - Aspectos Comerciais, técnica e jurídica - confirma essa informação.

- $PE_g = \text{Global Equity Risk Premium}$

A equação adotada corresponde à equação 4B da opção 03 da “*Draft tool to determine the weighted average cost of capital (WACC)*”. Apesar dessa ferramenta não estar aprovada, no momento de elaboração do DCP, corresponde a uma forma de cálculo aceita em modelos financeiros e que, como foi sugerida pela UNFCCC em um draft metodológico, entende-se que represente uma maneira adequada de cálculo de custo de capital próprio segundo critérios do Conselho Executivo.

Para calcular o custo de capital próprio utilizando equação 3, os parâmetros adotados foram os seguintes:

- $GB = 3,36\% + 8,63\% = 11,99\%$.
 - $R_f = 3,36\% \Rightarrow$ Média da Taxa de Retorno do Título do Tesouro Americano (T-Bond) de 30 anos¹⁷ nos últimos 03 anos (2007, 2008 e 2009) anteriores à elaboração do DCP;
 - $ERP = 8,63\% \Rightarrow$ Prêmio de Risco do Brasil, baseado em dados da Moodys, calculado pelo professor Aswath Damodaran¹⁸.
- $PE_g = 4,1\% \Rightarrow$ Global Equity Risk Premium fornecido pelo artigo “The worldwide equity premium: A smaller puzzle” de Elroy Dimson, Paul Marsh e Mike Stautun da London Business School¹⁹.

O custo de capital próprio nominal da PCH São Sebastião é de 16,09%. Descontado índice de inflação de 2,70%²⁰, chega-se ao custo de capital próprio de 13,04%.

Em 15 de julho de 2011, após o início de validação, A CQNUMC publicou a versão 05 do guia da análise de investimento onde o retorno esperado sobre o patrimônio líquido aproximado de diferentes tipos de projetos e países de acolhimento é publicado. Estes valores também podem ser utilizados como valores padrão. O retorno esperado sobre o capital próprio para projetos de energia elétrica no Brasil, em termos reais, é 11,75% de acordo com esta orientação. Como isto é uma indicação fornecida pelo CQNUMC, foi também adicionado ao DCP, apesar de ter sido publicado após a publicação DCP.

A tabela a seguir mostra um resumo de comparação entre os indicadores financeiros do projeto e os índices referenciais:

Tabela 7: Indicador Financeiro do Projeto x Benchmarking

TIR do Acionista	Custo de Capital Próprio	Retorno esperado sobre o capital próprio - CQNUMC
3,19%	13,04%	11,75%

Dessa forma, percebe-se que a Taxa Interna aos acionistas da PCH São Sebastião é inferior ao custo de capital próprio para investir nesse projeto, evidenciando que a PCH do Projeto São Sebastião não é atrativa financeiramente sem os incentivos do MDL. Portanto as receitas provenientes da venda de Reduções Certificadas de Emissões são primordiais à atratividade financeira do projeto e ao seu desenvolvimento.

¹⁷ Baseado em dados do Standard&Poors. Disponível em <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Para acessá-lo, deve-se entrar no link *Updated Data* e, posteriormente, no link “Updaed Data and the option “Historical Returns on Stocks, Bonds and Bills – United States””. Acessado em 19/07/2010.

¹⁸ Disponível em: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem.xls> . Acessado em 19/07/2010

¹⁹ Esse artigo está indicado na *Draft tool to determine the weighted average cost of capital (WACC)*.

²⁰ Medida pelo Índice do preço do Consumidor (CPI) disponível em: <ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpiat.txt> . Acessado em 19/07/2010.

Dessa forma, a alternativa financeiramente mais viável à atividade de projeto seria não desenvolver a atividade de projeto. Essa decisão proporcionaria maiores emissões através da (i) continuidade da situação atual, com a eletricidade sendo gerada pela atual composição de geração do Sistema Interligado Nacional, ou (ii) da construção de novas usinas termelétricas na região Sul.

Para confirmar o quão sólida é a análise de investimento, os participantes do projeto apresentam abaixo a análise de sensibilidade para cada um dos cenários que colaboram para o aumento da atratividade financeira e econômica do projeto, variando os mais significativos parâmetros para o fluxo de caixa da PCH São Sebastião: (i) o preço da eletricidade; (ii) o montante total de investimento, (iii) o custo de O&M e Administração da usina (O&M); (iv) o fator de capacidade (que reflete a variação no fator de capacidade da planta) e (v) o custo do financiamento.

A análise de sensibilidade considera apenas os cenários que contribuem para aumentar a atratividade econômica e financeira do projeto com o objetivo de confirmar a solidez da análise financeira.

O preço da energia e a variação da quantidade de energia vendida são os únicos parâmetros que podem influenciar o rendimento do projeto. A variação da energia vendida reflete a variação do fator de capacidade da usina. A quantidade de energia vendida pela empresa e o preço da energia foi estabelecido no Leilão ER/2010, que ocorreu em agosto de 2010.

Portanto, os valores utilizados não irão mudar. No entanto, foi modificado na análise de sensibilidade, apesar de ter uma baixa probabilidade de variância. Portanto, o aumento de 10% da quantidade de energia vendida (fator de capacidade da usina) e do preço da energia constitui cenários que exceda os cenários mais plausíveis.

O valor total do investimento representa a saída de caixa mais importante do projeto e se baseia em evidências fornecidas a EOD. Geralmente, as obras de infra-estrutura acabam custando mais do que o inicialmente orçado, dada a ocorrência de eventos imprevisíveis. Até setembro de 2011, os contratos já assinados pelos donos do projeto representam quase 87% do orçamento inicial. Por isso, considerando no cenário um custo abaixo de 10%, é improvável que isso aconteça, mas é apropriado para a análise de sensibilidade. Para evitar qualquer dúvida, o cenário com 15% de diminuição na análise de investimento também foi adicionado para a análise de sensibilidade.

O custo do empréstimo orçado é uma forma aproximada das informações fornecidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). A Variação da taxa básica de juros, definida pelo governo, e também a política do BNDES podem afetar a taxa de imposto exigido pelos bancos. A redução de 10% no orçamento de custo de empréstimo para este projeto é improvável de acontecer.

Os custos operacionais do projeto são, em geral, impostos e gastos estabelecidos pelos órgãos reguladores. Custo de O&M é a maior despesa operacional dos projetos. No entanto, não tem impacto significativamente na TIR. Custo de O&M foi à recomendação orçada em conformidade com uma empresa brasileira federal. A redução deste custo em um intervalo de 10% é adequada. Além da sua variância não tem uma influência significativa na TIR.

Assim, é improvável que estes itens podem sofrer alterações que contribuem com um aumento na capacidade de atração econômica e financeira que não está coberto pela gama de variação entre 0 e 10%. Por conseguinte, o intervalo de variação entre 0 e 10% cobrirá mais do que os cenários prováveis.

Tabela 9: Análise de Sensibilidade do Projeto São Sebastião

VARIAÇÕES NO PREÇO DE ENERGIA		
Situação Projetada	Preço do MWh	TIR ao Acionista
0%	R\$ 133,25	3,19%
+5%	R\$ 139,91	4,37%
+10%	R\$ 146,58	5,54%

VARIAÇÕES NO MONTANTE TOTAL DO INVESTIMENTO		
Situação Projetada	Investimento (R\$ Mil)	TIR ao Acionista
0%	R\$ 49.872	3,19%
-5%	R\$ 47.379	3,87%
-10%	R\$ 44.885	4,62%
-15%	R\$ 42.391	5,45%

VARIAÇÕES NO CUSTO DE O&M		
Situação Projetada	Custo de O&M	TIR ao Acionista
0%	5,0%	3,19%
-5%	4,75%	3,72%
-10%	4,50%	4,25%

VARIAÇÕES NO PREÇO DE ENERGIA VENDIDA		
Situação Projetada	Energia Vendida	TIR do Acionista
0%	5,20	3,19%
+5%	5,46	4,37%
+10%	5,72	5,54%

VARIAÇÕES NO CUSTO DO FINANCIAMENTO		
Situação Projetada	Custo Financiamento	TIR ao Acionista
0%	9,9%	3,19%
-5%	9,41%	3,45%
-10%	8,91%	3,72%

A análise de sensibilidade confirma que a PCH São Sebastião não é atrativa financeiramente, pois sua Taxa Interna de Retorno ao acionista é inferior ao custo de capital próprio.

B.6. Reduções de Emissão:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

De acordo com a metodologia I.D., versão 17.0, se o equipamento de geração de energia é transferido de outra atividade ou para outra atividade, fugas devem ser consideradas. No caso do Projeto São Sebastião novos equipamentos serão utilizados, não existindo, portanto, fugas de gases.

Redução de Emissões

De acordo com a metodologia ID, versão 17.0 a redução de emissões são calculados da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Equação 4

Onde:

ER_y = Redução de Emissões no ano y (tCO_2/y)

BE_y = Emissão de linha de base no ano y (tCO_2/y)

PE_y = Emissão do Projeto no ano y (tCO_2/y)

LE_y = Emissão de fuga de gases no ano y (tCO_2/y)

Emissões do Projeto

Para a maioria das atividades do projeto de energias renováveis, $PE_y = 0$. No entanto, para as seguintes categorias de atividades do projeto, as emissões do projeto tem que ser considerada após o procedimento descrito na versão mais recente da ACM0002.

- As emissões relacionadas com o funcionamento de usinas de energia geotérmica (por exemplo, gases não-condensáveis, electricidade / consumo de combustíveis fósseis).
- As emissões dos reservatórios de água de usinas hidrelétricas.

Emissões dos reservatórios de água de usinas hidrelétricas ($PE_{HP,y}$)

De acordo com a metodologia ACM 0002, para atividades de projetos hidrelétricos, que resultam em novos reservatórios e atividades de projetos hidrelétricos que resultam no aumento dos reservatórios existentes, os proponentes do projeto devem representar, as emissões de CH_4 e de CO_2 do reservatório, estimado como segue:

- (a) Se a densidade de potência de atividade de projeto (PD) é maior do que $4W/m^2$ e inferior ou igual a $10W/m^2$:

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$

Equação 5

Onde:

$PE_{HP,y}$ = Emissão do Projeto para reservatório de água (tCO_2e/yr)

EF_{Res} = Fator padrão de emissão para as emissões dos reservatórios de usinas hidrelétricas no ano y ($kgCO_2e/MWh$)

TEG_y = Total de eletricidade produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida as cargas internas, no ano y (MWh)

- (b) Se a densidade de potência de atividade de projeto (PD) é maior do que $10W/m^2$:

$$PE_{HP,y} = 0$$

A densidade de potência da atividade de projeto (PD) é calculada da seguinte forma:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}}$$

Equação 6

Onde:

PD = Densidade de Potencia de atividade do projeto (W/m^2)

Cap_{PJ} = Capacidade Instalada da usina hidrelétricas após a implementação da atividade do projeto (W)

Cap_{BL} = Capacidade Instalada da usina hidrelétricas antes a implementação da atividade do projeto (W).

Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero.

A_{PJ} = Área do reservatório medida na superfície da água, após a aplicação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio. (m^2)

A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da aplicação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m^2). Para novos reservatórios, este é valor é zero.

Como apresentado na tabela 2, a densidade de potencia de São Sebastião é 2.248 W/m^2 , então $PE_{HP,y} = 0$.

Emissões de Linha de Base

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2,grid,y}$$

Equação 1

Onde:

BE_y = Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO_2);

$EG_{BL,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida fornecida pela atividade de projeto para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh);

$EF_{CO_2,grid,y}$ = Fator de emissão da rede no ano y (tCO_2/MWh).

Como mencionado anteriormente, a PCH São Sebastião é uma nova planta de energia a ser conectada à rede interligada, portanto, não acontece qualquer modificação ou retro-modificação de geradores através da atividade de projeto.

A variável $EG_{BL,y}$ será monitorada continuamente pelos participantes do projeto e corresponde ao seu produto principal: a geração de energia. Para a estimativa *ex-ante* das emissões de linha de base do projeto foi considerada a energia assegurada da PCH São Sebastião, menos as perdas estimadas com transmissão, conexão e consumo interno.

Para o cálculo $EF_{CO_2,grid,y}$, foi usada a opção “a” da metodologia AMS –ID, versão 17.0, onde o fator de emissão é calculado de maneira transparente e conservadora da seguinte forma: a margem combinada, consiste na combinação da margem de operação e margem de construção de acordo com os procedimentos previstos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 02.2.1).

Serão utilizados os dados fornecidos pela AND brasileira que disponibiliza os dados dos fatores de emissão de margem de operação por análise de despacho e os fatores de emissão margem de construção através do uso da ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade que sugere os seguintes passos:

Passo 1. Identificar o sistema de energia elétrica relevante

Segundo a “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade” (versão 02.2.1) caso a AND (Autoridade Nacional Designada) do país hospedeiro do projeto tenha publicado um delineamento sobre o sistema de eletricidade do projeto e sobre o sistema de eletricidade conectado estes delineamentos devem ser utilizados.

Dessa forma, a AND brasileira definiu que o Sistema Interligado Nacional deve ser considerado como um Sistema único e que essa configuração será válida para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO_2 usados para estimar as reduções de emissão de gases de efeito estufa em projetos de MDL de geração de energia conectada à rede. Essa definição será aplicada ao Projeto São Sebastião.

Passo 2. Escolha se deseja incluir plantas fora da rede de energia no sistema elétrico do projeto (opcional)

Os participantes do projeto poderão escolher entre duas opções a seguir para calcular a margem operacional e o fator de emissão da margem.

Opção 1: Apenas usinas da rede são incluídas no cálculo.

Opção 2: Ambas usinas da rede de energia e usinas fora da rede de alimentação estão incluídos no cálculo.

A opção que foi escolhida pelos participantes do projeto foi Opção 1.

Passo 3. Selecionar um método para determinar a margem de operação (MO)

A margem de operação visa avaliar a contribuição das usinas que seriam despachadas na ausência de geração do projeto. O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é baseado em um dos seguintes métodos:

- (a) Margem de operação simples, ou
- (b) Margem de operação simples ajustada, ou
- (c) Margem de operação por análise dos dados de despacho, ou
- (d) Margem de operação média

O método escolhido para cálculo do fator de emissão do Projeto São Sebastião foi o método de Margem de Operação por Análise dos Dados de Despacho (c). Esse método foi escolhido de acordo com a recomendação da resolução numero 8²¹ da AND brasileira (Autoridade Nacional Designada). Assim, o período de dados que foi escolhido para calcular a margem operacional (OM) para São Sebastião do projeto é *ex-post* (obrigatório para o envio de Análise de dados).

Passo 4. Calcular o fator de emissão da Margem de Operação de acordo com o método selecionado

O cálculo do fator de emissão da Margem de Operação segue o método da MO por Análise dos Dados de Despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) e é calculado e definido pela Autoridade Nacional Designada Brasileira de acordo com os dados de despacho do ONS - Operador Nacional do Sistema.

Os Fatores de Emissão de CO₂ resultantes da geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS. A sistemática de cálculo foi elaborada através de um trabalho conjunto do ONS, do Ministério das Minas e Energia (MME) e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI).

Seguindo essa sistemática, a partir de julho de 2008, os Fatores de Emissão de Margem de Operação passaram a ser calculados para o Sistema Interligado Nacional, considerando o Sistema como único, e, assim, passaram a ser consultados pelo público interessado e investidores.

Os fatores de emissão da margem de operação (MO) por análise dos dados de despacho são definidos como a média ponderada dos fatores de emissão das usinas que compõem os 10% superiores da curva de prioridade de despacho e são calculados para cada hora.

O fator de emissão de cada usina existente no sistema é calculado anualmente, a partir dos valores de geração e consumo de combustíveis da usina no ano anterior. Para as novas usinas térmicas que entrem em operação a cada ano, deverá ser adotado como seu fator de emissão, para o correspondente ano, o valor referente ao do ano anterior de uma usina similar.

Pelo fato de constituírem dados mais recentes disponibilizados pela Autoridade Nacional Designada até o momento de elaboração do DCP, os fatores de emissão da margem de operação referente aos dados de despacho do ano de 2011 serão utilizados para estimativa *ex-ante* da geração de RCEs. Todos os dados que serviram de base para o cálculo do fator de emissão da margem de operação da estimativa *ex-ante* estão apresentados no anexo 3 deste DCP.

²¹ Fonte: Autoridade Nacional Designada http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf. Acesso em 31 de janeiro de 2011.

Passo 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção

Em termos do conjunto de dados, os participantes de projeto podem escolher entre uma das duas opções:

Opção 1: Para o primeiro período de creditação, calcular o fator de emissão da margem de construção *ex-ante* com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas, para o grupo de amostragem *m*, na época da submissão do documento de concepção do projeto de MDL à EOD para validação. Para o segundo período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base na mais recente informação disponível sobre as usinas já construídas na época da submissão da requisição de renovação do período de creditação pela EOD. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de creditação deve ser utilizado. Esta opção não requer monitoramento do fator de emissão durante o período de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo aquelas usinas construídas no ano do registro da atividade do projeto ou, se a informação do ano do registro ainda não estiver disponível, incluindo aquelas usinas construídas no ano mais recente do qual a informação está disponível. Para o segundo período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser calculado *ex-ante*, como descrito na opção acima. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de creditação deve ser utilizado.

A opção escolhida pelo participante do projeto foi a opção 2.

Passo 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada

O fator de emissão da margem combinada é calculado da seguinte forma:

$$EF_{CO_2, grid, y} = EF_{grid, CM, y} = EF_{grid, OM, y} \times W_{OM} + EF_{grid, BM, y} \times W_{BM} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

$EF_{grid, BM, y}$ = Fator de emissão de CO₂ da Margem de Construção para o ano *y* (tCO₂e/ MWh);

$EF_{grid, OM, y}$ = Fator de emissão de CO₂ da Margem de Operação para o ano *y* (tCO₂e/ MWh);

W_{OM} = Peso do fator de emissão da Margem de Operação (%);

W_{BM} = Peso do fator de emissão da Margem de Construção (%).

Como mencionado anteriormente, para o Projeto São Sebastião foram adotados os seguintes pesos: $W_{OM} = 0,50$ e $W_{BM} = 0,50$.

Reduções de Emissões do Projeto

Resumindo, as reduções de emissões do projeto serão calculadas com base na equação 02 desse DCP, onde PE_y é igual zero. Dessa forma, as reduções de emissões do projeto, podem ser calculadas de acordo com a equação 01 deste DCP, onde $ER_y = BE_y = EGPJ_y \times EF_{grid, CM, y}$.

Como a PCH será uma nova pequena central de energia, as reduções de emissões do projeto passam a ser calculadas como a simples multiplicação da eletricidade líquida fornecida pelo projeto à rede e o fator de emissão da margem combinada, onde o fator de emissão da margem de operação será calculado de acordo com o Método de Margem de Operação por Análise de Despacho e o fator de emissão da Margem de Construção através da opção 2 que considera que este fator deve ser atualizado *ex-post*. Além disso, serão considerados os pesos de 50% para cada fator que compõe o Fator de Emissão da Margem Combinada.

B.6.2. Dados e parâmetros que são disponibilizados na validação:

Dado/Parâmetro:	Cap _{BL}
Unidade do Dado:	W
Descrição:	Capacidade Instalada da usina antes da implantação do projeto. Para novas usinas, esse valor é igual a zero.
Fonte do dado utilizado:	Local do projeto e Ficha Técnica da PCH São Sebastião na ANEEL.
Valor aplicado:	Zero.
Justificativa da escolha de dados ou descrição de métodos de medição e os procedimentos efetivamente aplicados:	Como a PCH São Sebastião é uma nova planta, o valor é zero.
Comentários:	

Dado/Parâmetro:	A _{BL}
Unidade do Dado:	m ²
Descrição:	Área total do reservatório mensurada em superfície de água antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m ²). Para novos reservatórios, esse valor é igual a zero.
Fonte do dado utilizado:	Local do projeto e Ficha Técnica da PCH São Sebastião na ANEEL.
Valor aplicado:	Zero.
Justificativa da escolha de dados ou descrição de métodos de medição e os procedimentos efetivamente aplicados:	Como a PCH São Sebastião irá criar um novo reservatório, o valor é zero.
Comentários:	

B.6.3 Cálculo *ex-ante* das reduções de emissões:**ER_y – Redução de Emissão**

Conforme descrito no item B.6.1, de acordo com a metodologia I.D, versão 17.0, as reduções de emissão são calculadas da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Equation 4**Emissão PE_y**

Conforme descrito no B.6.1, as emissões do projeto São Sebastião é zero.

LE_y = Emissões de Fuga

Conforme descrito no item B.6.1, não existem fugas no projeto São Sebastião, assim, LE_y é 0(zero).

Cálculo do BE_y

Para cálculo do BE_y, foi aplicada a equação , como segue:

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO2,grid,y}$$

Equação 1

As tabelas abaixo mostram passo a passo os componentes da equação aplicada para o cálculo do BE_y .

Cálculo do $EG_{BL,y}$

Tabela 10: Cálculo do $EG_{BL,y}$

Ano	Energia Líquida (MWh)
2013	45.552
2014	45.552
2015	45.552
2016	45.552
2017	45.552
2018	45.552
2019	45.552
Total	318.864

Premissas:

- Projeção do $EG_{BL,y}$ foi realizada pressupondo a operação das usinas durante 8760 horas por ano.
- *Início do período de crédito/entrada em operação da usina – Janeiro de 2013.
- A geração de eletricidade do Projeto São Sebastião está projetada de acordo com a sua energia assegurada, de acordo com a tabela 2 deste DCP.

Cálculo do $EF_{CO_2,grid,y}$

Para o cálculo do parâmetro $EF_{CO_2,grid,y}$, usado para a estimativa *ex-ante* de reduções de emissões, foram utilizados os fatores de emissão do ano de 2011, de acordo com as informações fornecidas pela AND Brasileira. A tabela abaixo apresenta os valores utilizados para o cálculo.

Tabela 11: Cálculo do Fator de Emissão para o ano de 2011

Fatores de Emissão	Anual
EFgrid,OM*	0,2920
EFgrid,BM*	0,1056
WOM	0,50
WBM	0,50
EFgrid,CM, 2011*	0,1988

O fator de emissão que será utilizado para a projeção *ex-ante* das reduções certificadas de emissões do Projeto São Sebastião é 0,1988.

Observações:

- Os dados mais recentes disponíveis pela Autoridade Nacional Designada brasileira da margem de operação referem-se ao ano de 2011 e estão disponíveis em:
- <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora> (Acessado em Junho/2011)
- Os dados diários referentes ao Fator de Emissão da Margem de Operação estão disponíveis no anexo 3;

Com isso, a estimativa *ex-ante* das reduções certificadas de emissões pode ser visualizada através da tabela a seguir:

Tabela 12: Estimativa *ex-ante* das Reduções de Emissões (t CO₂e) do Projeto São Sebastião

Período	PCH São Sebastião (t CO ₂ e)
2013	9.055
2014	9.055
2015	9.055
2016	9.055
2017	9.055
2018	9.055
2019	9.055
Total	63.385

B.6.4 Resumo da estimativa *ex-ante* das reduções de emissões:**Tabela 13: Resumo da estimativa *ex-ante* das Reduções de Emissões**

Ano	Estimativa de Emissões da Atividade de Projeto (t CO ₂ e)	Estimativa de Emissões de Linha de Base (t CO ₂ e)	Estimativa de Fugas (t CO ₂ e)	Estimativa do total de reduções de emissões (t CO ₂ e)
2013	-	9.055		9.055
2014	-	9.055		9.055
2015	-	9.055		9.055
2016	-	9.055		9.055
2017	-	9.055		9.055
2018	-	9.055		9.055
2019	-	9.055		9.055
Total (tCO₂e)	-	63.385		63.385

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

Com base na metodologia AMS – I.D. versão 17.0, o parâmetro a ser monitorado é a geração de energia fornecida pela atividade do projeto à rede.

A medição de energia é essencial para verificar e monitorar as reduções na emissão de GEEs. Faz-se necessário, então, o uso de equipamento de medição para registrar e verificar a energia gerada pela unidade de geração.

Todos o dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por, no mínimo, 2 (dois) anos após o fim do último período de creditação. Todas as medições serão conduzidas com equipamentos de medição calibrados de acordo com os padrões industriais brasileiros.

Os seguintes dados e parâmetros serão monitorados:

Parâmetro:	EG_{facility,y}
Unidade:	MWh/y
Descrição:	Quantidade de eletricidade fornecida à rede como resultado da implementação da atividade do projeto de MDL no ano y.
Fonte do dado:	Medidores no local da atividade do projeto.
Valor do dado	Monitoramento contínuo, medição horária e no mínimo frequência mensal. Para estimativa <i>ex-ante</i> de reduções de emissões foi utilizada a energia vendida da PCH São Sebastião, que é igual a 45.552 MWh/y (5.2 MW *8.760 horas)
Breve descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados.	<p>Serão utilizadas planilhas retiradas a cada mês diretamente dos medidores com as informações de geração hora a hora. Será utilizado o padrão nacional estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) para medição e calibração. Os Procedimentos da ONS 12.2 e 12.3 serão seguidos. As medições serão realizadas por área de medição ou por agente terceirizado, conforme descrito no plano de monitoramento. O monitoramento contínuo, a medição horária e pelo menos frequência mensal será seguido. Medidores de energia líquida estarão localizados na subestação.</p> <p>O método de medição é estabelecido pela ONS e, portanto, a precisão é de acordo com as normas brasileiras. Os medidores estão diretamente ligados ao gerador das unidades e, portanto, espera-se uma elevada precisão do método de medição.</p> <p>As informações de energia líquida serão cruzadas com os relatórios fornecidos pela CCEE, entidade responsável pela liquidação de contratos de compra de energia no Brasil.</p> <p>Se necessário, as informações de geração também podem ser checadas com as notas fiscais de venda.</p>
Procedimentos GQ/CQ aplicados (se houver):	O nível de incerteza destes dados é baixo. Os resultados das medições serão contra checados com os relatórios de geração de eletricidade líquida fornecida pela CCEE. O medidor principal da planta tem medidores de backup. Em caso de falha, o medidor de backup irá registrar a eletricidade. Mais detalhes relacionados aos procedimentos de medição estão descritos no item B.7.2.
Comentários:	CCEE - É a entidade responsável pela liquidação dos contratos de eletricidade.

Parâmetro:	A_{PJ}
Unidade:	m ²
Descrição:	Área total do reservatório mensurada em superfície de água após da implantação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio
Fonte do dado:	Local de atividade do projeto.
Valor do dado:	4.403
Breve descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados.	O reservatório é medido por levantamento topográfico. Após a implementação da atividade de projeto, a área do reservatório não muda. A área do reservatório é definida durante os estudos de engenharia e esta área é adequada para as características técnicas da usina. Modificação do reservatório pode trazer danos para a usina. A área do reservatório a ser inundada é monitorada por entidades ambientais locais legais durante o processo de licenciamento. A frequência de monitoramento é anual. O valor dos dados pode ser provado através das licenças do projeto.
Procedimentos GQ/CQ aplicados (se houver):	A incerteza dos dados é baixa. A área a ser inundada é monitorada por entidades ambientais. Qualquer alteração nessa área precisa ser aprovada pelos reguladores. Este valor será monitorado de acordo as licenças.

Comentários:	Licença Ambiental de Instalação do Empreendimento - LAI n° 033/2009 pode provar o valor adotado. As licenças de operação necessárias para o funcionamento do projeto pode ser utilizada anualmente para comprovar o valor adotado no projeto.
--------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Parâmetro:	$EF_{CO_2, grid, y}$
Unidade:	t CO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da energia conectada à rede o ano y.
Fonte do dado:	O fator de emissão da margem combinada <i>ex-post</i> será calculado pela Enerbio Consultoria através de dados da ONS fornecidos pela DNA brasileira. As variáveis $EF_{grid, OM, y}$ e $EF_{grid, BM, y}$, necessárias para o cálculo do $EF_{CO_2, grid, y}$, serão calculadas e monitoradas através dos dados de despacho do Sistema Interligado Nacional, divulgados pela AND brasileira.
Valor do dado:	O valor do fator de emissão da margem combinada de CO ₂ ($EF_{CO_2, grid, y}$), que foi usado para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões do Projeto São Sebastião, é 0,1988 t CO ₂ /MWh. Esse resultado foi obtido a partir de uma combinação do fator de emissão da MO ($EF_{grid, OM, y} = 0,2920$) e da ($EF_{grid, BM, y} = 0,1056$), conforme a “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade” (versão 02.2.1). Será considerado 50% para os pesos que formam o fator de emissão da margem combinada.
Breve descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Como descrito na versão mais recente da “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade” (version 02.2.1).
Procedimentos GQ/CQ aplicados (se houver):	Como descrito na mais recente versão da “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade” (version 02.2.1). O nível de incerteza desses dados é baixo.
Comentários:	

Parâmetro:	$EF_{grid, OM, y}$
Unidade:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação para o ano y
Fonte do dado:	O fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação - $EF_{grid, OM, y}$ será calculado e monitorado através dos dados de despacho do Sistema Interligado Nacional.
Valor do dado:	O valor do fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação ($EF_{grid, OM, y}$), que foi usado para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões do Projeto São Sebastião, é 0,2920 como descrito no anexo 3. O peso do fator de emissão da Margem de Operação é de 50%.
Breve descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	De acordo com a “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”.
Procedimentos GQ/CQ aplicados (se houver):	De acordo com a “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”. O nível de incertezas para estes dados é baixo.
Comentários:	

Parâmetro:	EF_{grid, BM, y}
Unidade:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Construção para o ano y
Fonte do dado:	O fator de emissão de CO ₂ da Margem de Construção (EF _{grid, BM, y}) será calculado e monitorado através dos dados de despacho do Sistema Interligado Nacional.
Valor do dado:	O valor do fator de emissão de CO ₂ da Margem de Construção ((EF _{grid, BM, y}), que foi usado para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões do Projeto São Sebastião, é 0,1056 como descrito no anexo 3. O peso do fator de emissão da Margem de Construção é de 50%.
Breve descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	De acordo com a “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”.
Procedimentos GQ/CQ aplicados (se houver):	De acordo com a “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”. O nível de incertezas para estes dados é baixo.
Comentários:	

Parâmetro:	Cap_{pi}
Unidade:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto.
Fonte do dado:	Local de atividade do projeto
Valor do dado:	9.900.000 W
Breve descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	<p>A capacidade instalada da usina foi definida com base em estudos de engenharia que segue a regulamentação estabelecida pelo Ministério Brasileiro de Minas e Energia. Este projeto de engenharia foi aprovado pela ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica pela Portaria 18 de 18 de Agosto de 2010. A capacidade instalada também é expressa na Licença Ambiental de Instalação.</p> <p>Para alterar a capacidade instalada é necessário obter aprovações pela Companhia de Energia e Entidades Oficiais Ambientais.</p> <p>Durante a verificação, a capacidade instalada pode ser medida pela capacidade instalada de cada turbina. Não é necessário utilizar equipamento de medição.</p>
Procedimentos GQ/CQ aplicados (se houver):	O valor pode ser verificado por informações fornecidas pelas Entidades Oficiais de Energia e pela Entidade Ambiental do Brasil.
Comentários:	Licença Ambiental de Instalação do empreendimento - LAI n ° 033/2009 e o Projeto Básico Consolidado podem ser usados para comprovar este valor.

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

Informação da geração de energia líquida será obtida diretamente dos medidores. Haverá dois medidores localizados na subestação (um principal e um retaguarda). Ambos fornecem informações sobre energia líquida fornecida à rede.

Responsabilidades

- Diretoria de Operação e Manutenção: responsável pelas atividades referentes à operação e manutenção da usina.

- Equipe de Medições, vinculada à Diretoria de Operação e Manutenção: responsável por coletar as informações diretamente nos medidores da PCH São Sebastião . A Área de Medições também é responsável pela consolidação e análise das planilhas mensais de geração.
- Agente de Medição Terceirizado: Parte da atribuição da Área de Medições poderá ser terceirizada com a contratação de um Agente de Medição. Nesse caso, a Área de Medições é responsável pelo acompanhamento do trabalho realizado pelo Agente de Medição terceirizado.
- Enerbio Consultoria – Monitoramento e cálculo de reduções de emissões do projeto.

Descrição do Processo

I – Procedimento de Coleta de Dados de Geração

A Equipe de Operação é responsável por obter os dados de geração de energia diretamente dos medidores, monitorá-los e avaliá-los. A Equipe de Operações também é responsável por gerar, na primeira semana de cada mês, a partir de consulta à base de dados dos medidores, os arquivos com os dados de geração, consolidados hora a hora, referentes ao mês anterior.

O procedimento supracitado poderá ser terceirizado por meio da contratação de um Agente de Medição. Nesse caso, a Gerência de Operação é responsável pelo acompanhamento do trabalho realizado pelo Agente de Medição terceirizado.

As informações de energia líquida fornecida à rede serão cruzados com os relatórios fornecidos pela CCEE, entidade responsável pela liquidação de contratos de compra de energia no Brasil.

Cada mês, a área de medição ou agente terceirizado irá comparar as informações internas dos medidores e informações prestadas à CCEE.

II – Armazenamento das Informações:

As informações de geração são armazenadas pela Gerência de Operação e Manutenção em meio eletrônico. Periodicamente, a Área de Tecnologia da Informação da PCH São Sebastião realiza um *backup* de segurança de todos os dados da usina por meio de fitas de *backup*.

III – Calibração dos Medidores:

A calibração dos medidores seguirá o exposto no documento elaborado pela ONS, Sub-módulo 12.3 Manutenção do sistema de medição para faturamento, que estabelece que:

(a) A periodicidade para a manutenção preventiva do agente responsável pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF) é de no máximo 2 (dois) anos. Essa periodicidade pode ser alterada em função do histórico de ocorrência observado em todas as instalações.

(b) A manutenção preventiva pode ser adiada pelo período de até 2 (dois) anos, no caso de ocorrer inspeção no ponto de medição. A postergação dessa manutenção começa a vigorar a partir da data da inspeção.

Fatores de emissão

Os fatores de emissão serão calculados a cada ano, conforme o exposto no item B.6.1. Para o cálculo dos fatores de emissão serão utilizados dados fornecidos pelo Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, MCTI, (www.mct.gov.br), instituição que preside a AND brasileira.

Cálculo das Reduções de emissões do Projeto

As reduções de emissões do projeto serão monitoradas periodicamente pela Enerbio Consultoria em conjunto com a equipe da São Sebastião Empreendimentos S.A. vinculadas ao Diretor da Gerência Operação e Manutenção. As reduções de emissões do projeto serão calculadas conforme descrito nesse DCP.

Período de Arquivamento

Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados e mantidos por, no mínimo 2 anos após o fim do último período de creditação.

B.8 <u>Data da finalização do estudo de linha de base e da metodologia de monitoramento e o nome das pessoas/entidades responsáveis</u>

O estudo de linha de base e a metodologia de monitoramento para a atividade do projeto foram elaborados pela Enerbio Consultoria e foram concluídos em 01/09/2010. A Enerbio Consultoria também é participante do projeto.

Responsável pelo projeto e participante listado no Anexo I com as informações de contato:

Eduardo Baltar de Souza Leão
Enerbio Consultoria Ltda - ME
Porto Alegre, Brasil
Tel: 55 51 3392-1505
Email: eduardo@enerbio-rs.com.br
www.grupoenerbio.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 do projeto:**

25/02/2011. Está é a data da assinatura do contrato estabelecido entre São Sebastião Empreendimentos e a companhia responsável pelas atividades de construção da usina.

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

28 anos e 3 meses.

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

A atividade de projeto utilizará períodos de creditação renováveis.

C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos**C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

01/01/2013

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

7 anos.

C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:**C.2.2.1. Data de início:**

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

SEÇÃO D. Impactos ambientais**D.1. Se exigido pela Parte Anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade de projeto:**

A legislação brasileira exige que seja desenvolvido um processo de licenciamento ambiental para empreendimentos que envolvam atividades potencialmente poluidoras. No Estado de Santa Catarina, a Fundação do Meio Ambiente – FATMA é a responsável legal pelo processo de licenciamento, que se inicia com o estudo de impacto ambiental realizado pelo empreendedor e segue com a análise prévia (estudos preliminares) realizada pelo órgão ambiental local.

Caso o empreendimento seja considerado como um projeto de baixo impacto ambiental, os estudos de impacto ambiental poderão ser simplificados, sendo chamados de Relatório de Análise Simplificado, RAS, ou seguir os padrões normais quando é exigida a elaboração dos chamados Estudos de Impacto Ambiental (EIA). Se o projeto for considerado ambientalmente viável, os investidores devem preparar a avaliação ambiental. Elaborada a avaliação ambiental, o empreendimento deve passar por três fases para obter todas as licenças necessárias para o seu funcionamento.

Na primeira fase, consulta-se a legislação ambiental federal e estadual em vigor, a fim de verificar a viabilidade do empreendimento e impor as condições legais. Caso a FATMA tenha um entendimento positivo sobre os conceitos ambientais do projeto, a Licença Ambiental Prévia (LAP) é emitida.

Depois de obtida a LAP, deve ser apresentado o projeto físico e operacional do empreendimento e das obras, caso forem necessárias, demonstrando como serão atendidas as condições e restrições impostas pela LAP. Para obter a licença ambiental de instalação (LAI) é necessário apresentar (a) informações adicionais sobre a avaliação ambiental anterior; (b) uma nova avaliação simplificada (RDPA – Relatório de Detalhamento dos Programas Ambientais); ou (c) o Projeto Básico Ambiental (PBA), conforme resolução da agência ambiental informada na LAP.

Com o completo atendimento do projeto às condicionantes expressas na LAP, o empreendimento obtém a autorização para iniciar a implantação do empreendimento através da emissão da Licença Ambiental de Instalação (LAI).

A terceira e última fase fornece a autorização para o início da operação do empreendimento com a expedição da Licença Ambiental de Operação (LAO). A emissão da LAO é a confirmação de que a construção do empreendimento foi executada de acordo com o projeto apresentado e licenciado, verificando-se o atendimento às condições e restrições ambientais.

Até o momento de elaboração do DCP, a LAI da PCH São Sebastião havia sido emitida, conforme dados abaixo. As licenças e estudos ambientais serão entregues à EOD que realizará a validação do projeto.

PCH São Sebastião

LAI Nº 033/2009. Emitida em 02/12/2009.

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:

A PCH São Sebastião possui uma área de alagamento restrita de 0,0044 km² e não irá alterar significativamente o ambiente. Esse fato é embasado nas características da barragem da PCH São Sebastião, que tem uma capacidade de regularização de vazões do rio Boa Esperança praticamente nula, onde o único objetivo da barragem é elevar o nível de água para facilitar sua captação. Devido ao seu porte reduzido, o reservatório também não apresenta qualquer influência nos níveis de água a montante durante as cheias, sendo esses níveis determinados pela própria magnitude da vazão, ou seja, são níveis de água naturais.

Dessa forma, o empreendimento apresenta um baixo nível de impacto ambiental. Como confirmação dessa premissa, nota-se que o projeto possui indicadores de eficiência, ligados à perspectiva ambiental do empreendimento, bastante favoráveis. A densidade de energia, que mede a razão entre a potência instalada e a área alagada do projeto, é igual a 2.248 MW/ km², atestando a alta eficiência de emissão de GEEs do projeto.

Mesmo assim, estão previstos diversos programas para monitoramento, controle ou reparação de possíveis impactos negativos e programas de gerenciamento dos impactos positivos, como a geração de novos empregos e o crescimento da economia local.

Objetivando a identificação dos impactos ambientais causados pela PCH São Sebastião foi realizado o RAS. Nesse documento, estão descritos e explanados os programas ambientais e sociais a serem desenvolvidos, com o objetivo de mitigar o impacto gerado pelo empreendimento, ainda que pequeno.

Desse modo, entre as principais ações que serão adotadas para mitigar os impactos ambientais causados pela implementação da PCH São Sebastião se encontram:

- Recuperações de mata ciliares nas áreas degradadas ao longo do rio,
- Reflorestamento.
- Manutenção de uma área de preservação no entorno da área de alagamento
- Implantação de viveiro de mudas de plantas nativas;
- Implantação de escada para passagem de peixes;
- Implantação de programa de controle de erosão junto aos produtores na área de abrangência do empreendimento.
- Promoção de Campanha de sensibilização educativa junto às comunidades locais, no sentido de evitar a poluição da água e das encostas dos rios

Segue breve descrição de alguns programas que serão desenvolvidos na implantação do Projeto São Sebastião:

O Programa de Monitoramento Limnológico e da Qualidade da Água tem seu foco de ação voltado à manutenção da integridade biológica das comunidades aquáticas e garantir o uso múltiplo das águas do rio Boa Esperança, ao longo e após a implantação da PCH São Sebastião. O monitoramento da qualidade da água será mantido durante a vida útil da obra, e serão realizados acompanhamentos sistemáticos através de entrevistas com os moradores do entorno do reservatório.

O Programa de Recuperação de Áreas Degradadas tem como objetivos principais, a preservação e recuperação dos recursos hídricos, da paisagem e das margens do rio Boa Esperança. Estes objetivos traduzem-se por ações em duas frentes principais: nas áreas atingidas pelas obras de implantação da PCH São Sebastião (canteiros de obras, vias de acessos, área de empréstimo e outras) e nas áreas marginais ao reservatório e casa de força.

O Programa de Reposição Florestal visa a reposição florestal com espécies nativas e ameaçadas de extinção. A área de reposição florestal deverá ser de 6.840 m². Esse valor é referente ao volume de vegetação que será suprimida e se localizará à margem esquerda do lago.

O Programa de Resgate da Flora consiste no salvamento das espécies de animais silvestres e vegetais nativos encontrados na área de inundação e soltura ou replantio em locais previamente selecionados, visando a minimizar os impactos sobre da flora nativa.

No aspecto social, pode-se ressaltar como impactos positivos, o aumento na oferta de empregos, principalmente para mão-de-obra pouco qualificada, presente na região, resultando em um impulso ao crescimento, em um cenário de poucas alternativas de investimento. Poderão ocorrer, também, alterações no mercado de bens e serviços municipais locais, na renda regional e nas arrecadações municipais, uma vez que os novos trabalhadores representarão um crescimento na massa salarial da região, que deverá ser gasta no consumo de bens e serviços locais. Também poderão ocorrer alterações na comunidade local, uma vez que os reservatórios proporcionarão novas possibilidades recreativas como pesca, camping e uso do espaço como balneário, podendo alavancar o turismo na região.

SEÇÃO E. Comentários das Partes Interessadas

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

Conforme Resolução número 7²² publicadas pela Autoridade Nacional Designada brasileira e consolidadas no Manual para Submissão de Atividades de Projeto no âmbito do MDL²³, elaborado pela Autoridade Nacional Designada brasileira, os atores locais devem ser convidados a realizar comentários sobre as atividades de projeto MDL.

Assim, foram enviadas cartas-convites aos seguintes atores locais:

Município de Major Gercino:

- Prefeitura Municipal de Major Gercino
- Câmara de Vereadores de Major Gercino
- Secretaria Municipal de Agricultura e Meio Ambiente
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Major Gercino

Outros Stakeholders:

- Órgão Ambiental Estadual (FATMA)
- Fórum Brasileiro de ONGS - FBOMS
- Ministério Público Estadual
- Ministério Público Federal

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Não se aplica, pois nenhum comentário foi recebido até o momento.

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

Não se aplica, pois nenhum comentário foi recebido até o momento.

²² Fonte: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23744.pdf. Acessado em Dezembro de 2010.

²³ Fonte: Autoridade Nacional Designada <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/37142.html>. Acessado em dezembro de 2010.

Anexo 1**DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	SÃO SEBASTIÃO EMPREENDIMENTOS S.A.
Rua/Cx.postal:	Avenida Mauro Ramos, 1.450
Edifício	305
Cidade:	Florianópolis
Estado/Região:	Santa Catarina
CEP:	88020-301
País:	Brasil
Telefone:	55 48 3203-7650
FAX:	
E-Mail:	luciano@estelarengenharia.com.br
URL:	
Representada por:	Luciano
Título	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Quadros
Nome:	Luciano
Departamento:	Diretoria
Celular:	55 48 9981-1458
FAX Direto:	
Telefone Direto:	55 48 3203-7650
E-Mail	luciano@estelarengenharia.com.br

Organização:	ENERBIO CONSULTORIA LTDA - ME
Rua/Cx.postal:	Germano Petersen Júnior, 101.
Edifício	America Work Center – 706
Cidade:	Porto Alegre
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	90540-140
País:	Brasil
Telefone:	55 51 3392-1500
FAX:	55 513392-1504
E-Mail:	eduardo@enerbio-rs.com.br
URL:	www.grupoenerbio.com.br
Representada por:	Eduardo Baltar
Título	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Baltar
Nome:	Eduardo
Departamento:	Diretoria
Celular:	
FAX Direto:	55 51 3392-1504
Telefone Direto:	55 51 3392-1505
E-Mail	eduardo@enerbio-rs.com.br

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público proveniente de países do Anexo I foi utilizado neste projeto.

Anexo 3

INFORMAÇÃO DA LINHA DE BASE

A partir de 2006, o MCTI em conjunto com o MME e o ONS passaram a disponibilizar a metodologia de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ para a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil, usando o método de análise do despacho. Os fatores de emissão passaram a ser divulgados para cada Subsistema do Sistema Interligado Brasileiro.

Em maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada do MDL no Brasil, definiu que o Sistema Interligado Nacional deve ser considerado como um único sistema e, dessa forma, essa configuração começou a ser válida para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ usados para estimar as reduções de emissão de gases de efeito estufa em projetos de MDL de geração de energia conectada à rede.

O cálculo dos Fatores de Emissão de CO₂, publicados pela CIMGC segue a ferramenta metodológica “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade” (versão 02.2.1) aprovada pelo Conselho Executivo do MDL e publicada no Anexo 12 do EB 35 Report.

As tabelas abaixo apresentam os valores considerados para o cálculo do fator de emissão da margem de operação (EF_{grid,OM,y}) e do cálculo do fator de emissão da margem de construção (EF_{grid,BM,y}), que foram utilizados para a estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do Projeto São Sebastião. Todos esses dados foram disponibilizados pela AND brasileira.

Tabela 14: Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Mensal do ano de 2011 – Sistema Interligado Brasileiro

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - MENSAL												
2011	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	0,2621	0,2876	0,2076	0,1977	0,2698	0,3410	0,3076	0,3009	0,2734	0,3498	0,3565	0,3495

Tabela 15: Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Diário do ano de 2011
Brazilian Interconnected System

Fgator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) – Diário												
2011	Mês											
Dia	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	0,3268	0,3163	0,2752	0,1385	0,2331	0,2544	0,2339	0,3576	0,2136	0,3140	0,4347	0,3160
2	0,3137	0,3479	0,2245	0,1732	0,2085	0,2605	0,2530	0,3848	0,2267	0,3486	0,4757	0,3139
3	0,2518	0,3087	0,2379	0,2159	0,2322	0,2669	0,2783	0,2734	0,2337	0,3131	0,3850	0,3910
4	0,2885	0,2940	0,2383	0,1882	0,2459	0,3598	0,2380	0,2784	0,2459	0,3450	0,3695	0,4382
5	0,3168	0,2454	0,2969	0,1779	0,2420	0,4168	0,2484	0,3343	0,2028	0,3533	0,4016	0,3446
6	0,3082	0,2441	0,3849	0,1661	0,2196	0,3289	0,2502	0,4227	0,1997	0,3437	0,4506	0,3349
7	0,2958	0,2728	0,3228	0,1664	0,2499	0,3472	0,2399	0,4560	0,2354	0,3428	0,3827	0,3451
8	0,2746	0,2895	0,3152	0,1942	0,2931	0,3576	0,2731	0,3825	0,2367	0,3167	0,3485	0,3713
9	0,2804	0,2884	0,2126	0,2275	0,2463	0,3427	0,3432	0,3587	0,2262	0,3172	0,2871	0,3697
10	0,2508	0,3035	0,1739	0,2416	0,2071	0,3394	0,3516	0,3622	0,2128	0,2547	0,3181	0,3594
11	0,2427	0,2754	0,1736	0,1969	0,2315	0,3501	0,3091	0,3281	0,2623	0,3024	0,3584	0,3919
12	0,2378	0,2285	0,1958	0,1949	0,2362	0,3963	0,3058	0,2606	0,2206	0,3416	0,3883	0,3324
13	0,2379	0,2596	0,2486	0,1673	0,2616	0,3644	0,3091	0,2805	0,2071	0,3594	0,4569	0,3442
14	0,2557	0,2441	0,2030	0,1909	0,2764	0,3681	0,3140	0,3143	0,2138	0,3372	0,4085	0,3409
15	0,2558	0,2327	0,2074	0,2276	0,3005	0,3660	0,3190	0,2757	0,2155	0,3315	0,4355	0,3401
16	0,2965	0,2452	0,2325	0,1950	0,2749	0,3606	0,3774	0,2773	0,2324	0,3702	0,3823	0,3128
17	0,2552	0,2632	0,1865	0,2229	0,2568	0,3520	0,3767	0,2751	0,2366	0,3229	0,3412	0,3454
18	0,2690	0,2728	0,1631	0,1864	0,2681	0,3382	0,3532	0,2838	0,2892	0,3266	0,3351	0,4029
19	0,2606	0,2633	0,2134	0,1859	0,2569	0,3736	0,3290	0,2808	0,2161	0,3679	0,3585	0,3235
20	0,2254	0,2549	0,1902	0,1934	0,2644	0,3297	0,2984	0,3829	0,2301	0,3804	0,3644	0,2778
21	0,2691	0,2918	0,2389	0,1992	0,3228	0,3368	0,3534	0,3824	0,3559	0,3752	0,2944	0,2761
22	0,3304	0,3429	0,1334	0,2148	0,3697	0,3325	0,3520	0,2483	0,3436	0,3920	0,2720	0,2682
23	0,2771	0,3522	0,1394	0,2045	0,3275	0,3755	0,3781	0,2282	0,2949	0,4331	0,2726	0,2854
24	0,1813	0,3757	0,1364	0,2062	0,3039	0,3918	0,3842	0,2249	0,2990	0,3941	0,2814	0,4031
25	0,1851	0,3473	0,1420	0,1971	0,2813	0,3809	0,3065	0,2280	0,4026	0,3764	0,2907	0,4594
26	0,1972	0,2871	0,1702	0,1974	0,2983	0,4063	0,3002	0,2058	0,3293	0,3195	0,3380	0,3843
27	0,2234	0,2916	0,1774	0,2326	0,2905	0,3201	0,2855	0,3321	0,3569	0,2945	0,4018	0,3315
28	0,2655	0,2806	0,1857	0,2169	0,3102	0,3231	0,2796	0,3212	0,3810	0,3397	0,3194	0,3628
29	0,2536		0,1911	0,2176	0,3873	0,3035	0,2768	0,2255	0,4354	0,3998	0,3242	0,3651
30	0,2612		0,1770	0,2217	0,2759	0,2440	0,2946	0,2185	0,4375	0,4363	0,3198	0,3676
31	0,2937		0,1377		0,2479		0,3708	0,2259		0,4384		0,4381

Os fatores de emissão médios horários também estão disponíveis nos links: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#> (acessado em Junho/2012). O Fator de Emissão da Margem de Operação é calculado para o Sistema Interligado Nacional brasileiro a cada hora a partir do valor de energia despachada de cada usina, dos custos de geração de cada usina (prioridade de despacho), dos intercâmbios horários com os subsistemas vizinhos e dos fatores de emissão das usinas termelétricas.

A ordem de despacho para o Sistema Interligado Nacional brasileiro é: usinas hidrelétricas, eólicas, nucleares, importações de outros sistemas em ordem crescente de custo, usinas termelétricas em ordem crescente de custo de geração.

As tabelas abaixo apresentam os dados referentes ao fator de emissão da margem de construção (EF_{grid,BM,y}) para 2011 utilizado para a estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do projeto.

**Tabela 16: Fator de Emissão da Margem de Construção do ano de 2011 –
Sistema Interligado Nacional**

Faor de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - ANUAL	
2011	0,1056

Fonte: Autoridade Nacional Designada

<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora> (acessado em junho de 2012).

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio do conjunto de usinas mais novas do subsistema. Esse conjunto deverá conter no mínimo cinco usinas e sua capacidade instalada deve ser maior que 20% da capacidade instalada do subsistema.

As demais informações referentes ao cenário de linha de base e às emissões de linha de base estão apresentadas no item B do DCP.

Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO

Todas as informações de monitoramento estão descritos no item B.7.