

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

Anexo 4: Informações de Monitoramento

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 Santa Carolina.Número da versão do DCP: 4.Data: 23 de Maio de 2011.**A.2. Descrição da atividade do projeto de pequena escala:**

O projeto de MDL Santa Carolina ((denominado “Projeto Santa Carolina”) consiste no fornecimento de energia hidrelétrica limpa ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro através da implantação e operação da pequena central hidrelétrica (PCH) Santa Carolina, localizada no estado do Rio Grande do Sul, região Sul do Brasil. A PCH possui capacidade instalada de 10,50 MW e utiliza uma pequena área de reservatório, com 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 instalada total de Usinas Termelétricas (UTE) a óleo combustível em 427%, e das UTEs a carvão mineral em 124%, tendo como base o ano de 2008. Com isso, a PCH Santa Carolina 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 consequentes 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 PCH Santa Carolina 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.

A PCH Santa Carolina contribui para o desenvolvimento sustentável por meio das seguintes ações:

(a) Através da operação da PCH Santa Carolina, energia limpa e renovável será despachada ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro, deslocando empreendimentos que geram energia através da queima de combustíveis fósseis, evitando, assim, a emissão de gases poluentes à atmosfera.

¹ Disponível em: <https://www.mme.gov.br/download.do?attachmentId=17397&download> .Acessado em: 26/05/2008.

² WCED [CMMAD], 1987. Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.

(b) A construção de pequenas centrais hidrelétricas, nos moldes das PCH Santa Carolina movimenta positivamente a economia local, uma vez que proporciona um aumento na escala de consumo da região, impulsionando as atividades socioeconômicas da região onde o projeto está localizado. A operação e manutenção do Projeto requerem a assessoria de prestadores de serviços da região, atuantes nas mais diversas áreas. Fomenta-se assim, principalmente, a economia voltada ao setor terciário, contribuindo mais uma vez para a geração de empregos, arrecadação de impostos e crescimento da economia local.

(c) A implantação do Projeto pode atrair investimentos à região e fomentar um incremento industrial nos municípios próximos da região. Empregos diretos e indiretos serão criados tanto na fase de construção, como na fase de operação do empreendimento. Essa movimentação econômica proporciona aumento da renda disponível na região, gerando o desenvolvimento e a subsistência local.

(d) A geração de energia da PCH Santa Carolina cria um grande incentivo para a instalação de novos negócios e empreendimentos na região que possibilitarão novamente a geração de empregos e renda aos municípios envolvidos, além de possibilitar uma maior confiabilidade de geração no sistema elétrico do Rio Grande do Sul e, conseqüentemente, uma menor dependência energética de outros estados do país.

(e) Além de a PCH Santa Carolina apresentar baixo impacto ambiental, com formação de um pequeno reservatório e elevada densidade de potência, os participantes do projeto realizarão investimentos consideráveis em programas e ações ambientais. Serão desenvolvidos programas ambientais nos meios físico, biótico e antrópico para mitigar e monitorar os possíveis impactos ambientais do projeto, de acordo com a legislação ambiental vigente no país. É importante ressaltar também que nenhuma família será realocada com a construção do empreendimento, provando o caráter sustentável do Projeto Santa Carolina.

(f) A implantação da PCH Santa Carolina 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.

(g) A implantação e operação do empreendimento proporcionarão o incremento da arrecadação tributária municipal, estadual e federal. Esse incremento das receitas estatais pode ser reaplicado em benefícios sociais diretos à comunidade local.

A.3. Participantes do Projeto:

Os participantes do projeto são: Santa Carolina Geração de Energia Ltda; Enerbio Consultoria Ltda-ME e Multilagos Geração de Energia Elétrica Ltda.

A tabela a seguir apresenta as partes e entidades envolvidas no Projeto Santa Carolina.

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: Multilagos Geração de Energia Elétrica Ltda.</u>	Não
	<u>Entidade Privada: Carolina Geração de Energia Ltda</u>	
	<u>Entidade Privada: Enerbio Consultoria Ltda.</u>	

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: Rio Grande do Sul.

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

Municípios de André da Rocha e Muitos Capões.

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 Santa Carolina será realizada no Estado do Rio Grande do Sul, região sul do Brasil.

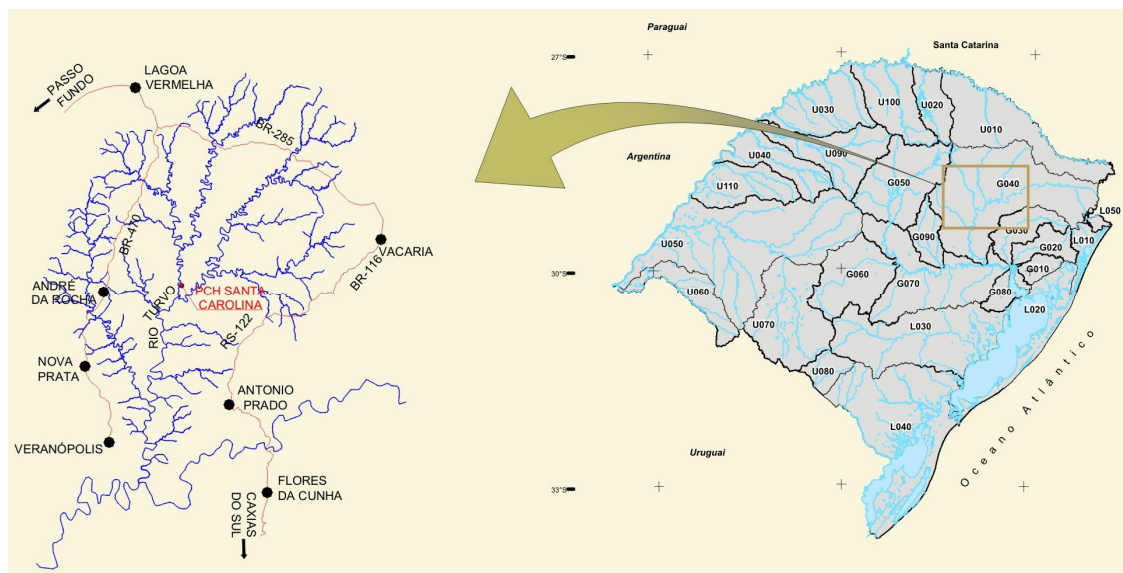
A PCH Santa Carolina será implantada nos municípios de André da Rocha e Muitos Capões, na bacia hidrográfica Taquari-Antas, bacia 8 e sub-bacia 84, no rio Turvo. As coordenadas da casa de força do empreendimento são Latitude 28°37'8.11" Sul e Longitude 51°24'3.52" Oeste.³

Os acessos à planta da PCH serão realizados conforme descrição a seguir:

³: Na Licença Prévia emitida para a PCH Santa Carolina também constam as coordenadas geográficas do barramento da usina, dado por: Latitude 51°24'10" e Longitude 28°36'53".

Os acessos à margem direita e esquerda da PCH Santa Carolina são realizados por terras de propriedade particular, sendo que a margem direita é acessada por estrada distando 6,5km a partir do distrito de Chimarrão e, a margem esquerda por estrada localizada a 7 km ao sul do distrito de Ituí.

Mapa 1 – Localização do Projeto Santa Carolina:



A.4.2. Tipo, categoria(s) e tecnologia a ser empregada do atividade do projeto de pequena escala:

O Projeto PCH Santa Carolina se enquadra na categoria I.D, utilizada para projetos que utilizem tecnologias de energia renovável para fornecimento de eletricidade a uma rede.

A PCH Santa Carolina utilizará o potencial hidráulico do rio para gerar eletricidade com uma capacidade total instalada de 10,50 MW. A PCH do Projeto Santa Carolina é uma usina a fio d'água, com formação de pequeno reservatório. A PCH tem um potencial de geração de energia média de 5,46 MW. O projeto básico de engenharia elaborado pela empresa MEK Engenharia foi aprovado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em 18 de Fevereiro de 2010 através do documento "Nota Técnica 080/2010 – SGH/ANEEL". A energia média da planta e o fator de capacidade do projeto (0.52) foram calculados pela ANEEL e esses números são expressos neste documento.

Os estudos energéticos foram desenvolvidos considerando a série histórica de vazão no período entre Janeiro de 1939 e Dezembro de 2003.

As séries de vazão média mensal para a PCH Santa Carolina foram geradas a partir de duas estações fluviais situadas no rio Prata e uma estação fluvial situada no rio Turvo. A última foi usada como base para o estudo. Métodos estatísticos foram usados para estudar o potencial hidráulico do rio.

A simulação de motorização foi baseada no método clássico de custo/benefício incremental, com a investigação dos custos de instalação para cada capacidade instalada. Além disso, os seguintes parâmetros foram adotados pela companhia de engenharia que desenvolveu o projeto básico:

- Perdas Hidráulicas – 3,76%
- Interrupção Forçada – 1,74%
- Interrupção Planejada – 1,75%

- Desempenho do Grupo Turbina-Gerador – 88,29%
- Capacidade Instalada – 10,5 MW

A tabela a seguir apresenta os principais parâmetros técnicos da PCH Santa Carolina:

Tabela 2: Características Técnicas da PCH Santa Carolina.

Características Técnicas	PCH Santa Carolina
Potência Instalada (MW)	10,50
Área do Reservatório (km ²)	0,0926
Densidade de Energia	113,39
Energia Média (MW)	5,46
Fator de Capacidade	0,52
Turbinas	
Quantidade	2
Tipo	Francis
Numero de Geradores	2
Barragem	
Tipo	Concreto
Altura Máxima (metros)	9
Casa de Força	
Tipo	Abrigada

A densidade de energia da planta foi calculada conforme:

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

Onde:

PD = Densidade de energia da atividade do projeto em W/m²

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da usina hidroelétrica depois da implementação da atividade do projeto(W);

Cap_{BL} = Capacidade instalada da usina hidroelétrica antes da implementação da atividade do projeto(W). Para novas plantas esse valor é zero;

A_{PJ} = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação do projeto (m²);

A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação do projeto (m²). Para novos reservatórios esse valor é zero.

Nesse projeto, Cap_{PJ} = 10.500.000 W e a área do reservatório é igual a 92,600 m². Portanto, a densidade de energia é igual a 113,39 W/m².

É importante destacar que a densidade de energia do projeto (Potência instalada/Área alagada de Reservatório) é maior que 10 MW/km², portanto, é considerado que o reservatório não proporciona emissões de CH₄ significativas e o projeto não apresenta emissões relevantes.

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 implantação dos empreendimentos também será responsabilidade de empresas nacionais, proporcionando dessa forma o desenvolvimento e o emprego da mão de obra nacional.

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 Santa Carolina interligado ao Sistema Interligado Brasileiro gerará uma redução total de **53.080 tCO₂e** durante o primeiro período de 7 anos, descritos na tabela abaixo:

Tabela 3: Estimativa de redução nas emissões do Projeto Santa Carolina

Ano	Redução de Emissão Estimada Anual (tCO ₂ e)
2013	5.055
2014	7.583
2015	7.583
2016	7.583
2017	7.583
2018	7.583
2019	7.583
2020	2.527
Total de Reduções Estimadas (tCO₂e)	53.080
Total de Anos de Crédito	7
Média anual durante o primeiro período de crédito (tCO₂e)	7.582

- A previsão de início da operação da PCH Santa Carolina é 01 de Maio de 2013. O cronograma da companhia mostra que a última turbina i entrará em operação em 25 de Abril de 2013. Entretanto, para simplificar a projeção, foi adotada a data de 01 de Maio de 2013.
- Os números da tabela 03 estão arredondados. As planilhas com os cálculos de redução de emissão serão fornecidos para as entidades de MDL com os números exatos.
- A Estimativa de Reduções de Emissões do projeto pressupõe a geração de energia média da PCH, conforme a tabela 2 do item A.4.2 menos 3% projetado de perdas de transmissão e consumo interno, constituindo um valor de geração horária média de 5.2962MW.

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;
- 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 Santa Carolina, 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/EB/036/eb36_repan27.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 16 da Categoria AMS I.D. – Geração de eletricidade renovável conectada à rede.

Para mais informações: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>

B.2 Justificativa da escolha da categoria do projeto:

A metodologia AMS I.D se aplica às atividades de projetos de geração de energia renovável conectada à rede. Dessa forma, o Projeto Santa Carolina pode ser enquadrado na categoria I.D., porque apresenta as seguintes características:

- A atividade de projeto consiste no fornecimento de energia hidrelétrica limpa ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro através da implantação e operação da pequena central hidrelétrica (PCH) Santa Carolina, deslocando, dessa forma, energia gerada a partir da queima combustíveis fósseis que ocorreriam na ausência do projeto.
- A atividade de projeto possui potência instalada total de 10,50 MW, não ultrapassando os 15 MW de potência máxima, limite estipulado para o enquadramento de um projeto como projeto de pequena escala.

B.3. Descrição dos limites do projeto:

Segundo a metodologia I.D, o limite do projeto de geração de energia renovável conectada à rede compreende a área físico-geográfica da fonte de geração de energia renovável. Dessa forma, os limites do projeto Santa Carolina se restringem à área físico-geográfica de localização da usina.

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 8, a Autoridade Nacional Designada (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. Dessa forma, para o cálculo dos fatores de emissão do projeto, o Sistema Interligado Nacional foi considerado como único.

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

A Metodologia AMS-I.D define que se a atividade do projeto é a instalação de uma nova planta de geração de energia renovável conectada a uma rede, o cenário de linha de base é que a eletricidade entregue para rede pela atividade do projeto teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas a rede ou pela adição de novas fontes de geração.

Linha de Base

De acordo com a versão 16 da metodologia AMS I.D –as emissões de linha de base do projeto são o produto da energia elétrica da linha de base $EG_{BL,y}$ expresso em MWh de energia produzida pela unidade de geração renovável multiplicado por um fator de emissão da rede ($EF_{CO_2,grid,y}$). Esse fator de emissão é calculado de maneira transparente e conservadora de acordo com uma Margem Combinada (CM), resultando de uma combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”.

Ambos os fatores de emissão de CO₂ – OM e BM são calculados pela Autoridade Designada Brasileira usando a geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasi, e I são publicados na unidade de tCO₂e/MWh. Portanto, as unidades consideradas para a Eletricidade Fornecida pela Atividade de Projeto ($EG_{BL,y}$) e para o Fator de Emissão de CO₂ ($EF_{CO_2,grid,y}$) são MWh e tCO₂e/MWh respectivamente.

As emissões de linha de base (BE_y) resultantes da eletricidade fornecida e/ou não consumida da rede 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 (tCO₂e/ano);

EG_{BL,y} = Quantidade de energia líquida fornecida à rede como resultado da implementação da atividade do projeto (MWh)

EF_{CO₂,grid,y} = Fator de emissão de da rede no ano y (tCO₂e/MWh).

O fator de emissão de linha de base (EF_{CO₂,grid,y}) é calculado como a média ponderada do fator de emissão de margem de operação e fator de emissão de margem de construção, conforme descrito abaixo:

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

Onde:

EF_{grid, BM,y} = Fator de emissão de CO₂ da Margem de Construção 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”, caso a AND do país hospedeiro 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 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.

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 e Tecnologia (MCT).

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.

Para o primeiro período de crédito, 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 das margens de operação e construção para o ano de 2009 foi utilizado para a estimativa *ex-ante* da geração de RCEs, já que são os dados mais recentes disponíveis.

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:

Segundo o Anexo 46 do Relatório da 41ª reunião do CE do MDL, as atividades de projeto com data de início em 02 de agosto de 2008 ou posterior devem informar à AND da Parte Anfitriã sobre a data de início da atividade do projeto e sua intenção de torná-la uma atividade de projeto do MDL.

A Multilagos Geração de Energia Elétrica Ltda. enviou comunicação formal à Autoridade Nacional Designada Brasileira, em 22 de maio de 2009 comunicando a sua intenção de tornar a PCH Santa Carolina 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. O recebimento desta comunicação foi confirmado pela AND Brasileira em 27/05/2009 através de correspondência enviada à Enerbio Consultoria. Em 01/07/2009, documento semelhante em língua inglesa foi também enviado ao CDM EB que, em 02/07/2009, confirmou o seu recebimento.

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 Santa Carolina, 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 o Banco de Informações de Geração de Energia da Aneel⁴ (Agência Nacional de Energia Elétrica), a capacidade instalada de geração de energia existente no Brasil, no momento do desenvolvimento deste DCP, se apresentava conforme tabela abaixo:

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

Empreendimentos em Operação		
Tipo	Potência (kW)	%
CGH	169.224	0,16
EOL	550.680	0,52
PCH	2.923.739	2,72
SOL	20	0
UHE	75.150.827	71,40
UTE	28.846.533	23,29
UTN	2.007.000	1,91
Total	107.648.023	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 2,72% 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 (771,4%) e as usinas termelétricas (23,29%).

A grande maioria das Usinas Hidrelétricas (UHEs) foi implantada através de investimentos estatais, quando o setor elétrico ainda era centralmente regulado. Elas apresentam a característica de utilizar grandes áreas⁵ de reservatório com altos impactos sócio-ambientais, pelo fato que a legislação brasileira no passado ainda ser muito branda no que tange à implantação de empreendimentos de geração de energia. Grandes reservatórios usualmente emitem mais GEE pela decomposição da biomassa.

No caso da geração de energia termelétrica, conforme a tabela 5⁶ pode-se perceber que 72,66% dos combustíveis utilizados no Brasil são de origem fóssil, que emitem maior quantidade de gases do efeito estufa.

⁴ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp> . Acessado em: 25/05/2009.

⁵ Atlas of Electric Energy in Brazil / National Agency of Electric Energy, páginas 45-46.

⁶ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.asp> Acessado em: 25/05/2009.

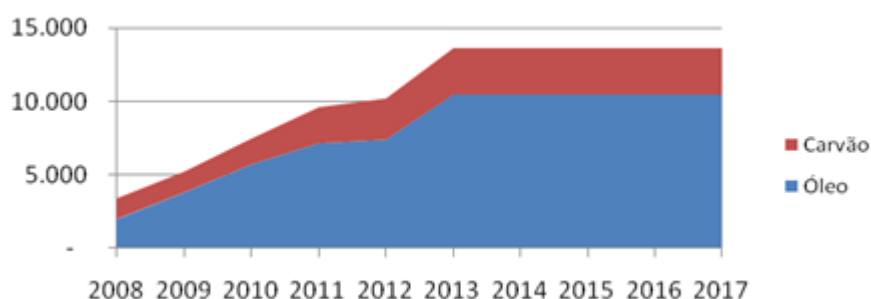
Tabela 5: Fontes de Energia Exploradas no Brasil

Classe de Combustíveis Utilizados no Brasil – Empreendimentos em Operação			
Combustível	Quantidade	Potência (kW)	%
Biomassa	334	5.737.443	23,41
Fóssil	907	17.809.558	72,66
Outros	23	962.483	3,93
TOTAL	1.264	24.509.484	100

As tabelas 4 e 5 apresentam dados atuais da matriz energética nacional. Em 2008, o Ministério de Minas e Energia do Brasil elaborou o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica para o período 2008 a 2017⁷, 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. A projeção indica para um crescimento total de 8.479 MW de usinas termelétricas a óleo e 1.760 MW de UTEs a carvão mineral entre 2008 e 2017⁸. Abaixo, segue um gráfico da expansão da capacidade instalada de empreendimentos elétricos movidos a combustíveis fósseis, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica.

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



Observando o gráfico 1 acima, pode-se concluir que a oferta de energia vinda de fontes não-renováveis tende a crescer fortemente no Brasil nos próximos anos. A capacidade total de UTEs a óleo combustível deverá crescer 427%, enquanto as UTEs a carvão, 124%, tendo como ano-base 2008.

A projeção estima também um crescimento de 39,27% na capacidade instalada de projetos de hidroelétricas, incluído plantas de grande porte e pequenas centrais. Entretanto, é importante salientar que a participação de energia hidroelétrica cairá aproximadamente 8,70%, enquanto plantas movidas a óleo e carvão crescerão cerca de 4,77% e 0,63% respectivamente. Esse crescimento relativo das fontes térmicas na matriz energética brasileira contribuirá para mais emissões de GEE em todo o Sistema Interligado Nacional.

⁷ Disponível em: <https://www.mme.gov.br/download.do?attachmentId=17397&download> Acessado em: 26/05/2009.

⁸ Página 45 do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia.

É importante salientar também que, atualmente existem no Brasil 8 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	

Dos 8 empreendimentos termelétricos que geram energia a partir do carvão existentes no Brasil, 7 estão situados na região Sul, onde o Projeto Santa Carolina está localizado.

Traçado um panorama da matriz energética atual do Brasil e sua perspectiva de futuro, pode-se, com maior precisão, traçar as barreiras enfrentadas pelo Projeto.

Barreiras

A primeira barreira enfrentada pelo projeto é a barreira financeira. A implementação da atividade de projeto sem os incentivos do MDL não se mostra viável financeiramente, já que o Custo de Capital Próprio da PCH Santa Carolina está consideravelmente acima das Taxas Internas de Retorno ao acionista (TIR).

O Fluxo de Caixa do projeto está baseado nas seguintes premissas:

- Energia Bruta Total gerada por Ano – Resultado da multiplicação entre 8760 horas anuais e a Energia Média Horária Gerada de 5,46 MW;
- A Energia Média Horária Gerada de 5,46 MW foi definida de pela ANEEL, conforme descrito no item A.4.2;
- 3% de Perdas Comerciais – Considera-se 3% de perdas comerciais de transmissão e de consumo interno. Essa é uma premissa comumente utilizada no setor elétrico nacional;
- Energia Líquida Contratada por Ano = Energia Bruta Gerada por Ano – Perdas Comerciais;
- A tarifa de energia de R\$ 140,00 / MWh é baseada nos resultados divulgados pela CCEE do 1º Leilão de Fontes Alternativas de Energia, realizado em 2007¹⁰;
- Montante Total de Investimento = **R\$ 51.931.989--** assim distribuídos:
 - **R\$ 46.861.693** relacionado ao Projeto Básico Consolidado elaborado pela MEK Engenharia, empresa terceirizada contratada para o desenvolvimento do projeto. Esse orçamento é relacionado ao custo total excluindo os juros incorridos durante a construção.

⁹ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2> Acessado em: 26/05/2009.

¹⁰ O preço médio negociado no leilão foi de R\$134,99 /MWh, porém consideraremos conservadoramente R\$140,00 /MWh para este projeto.

- **R\$ 3.802.685** relacionado ao orçamento da linha de transmissão. O orçamento foi estimado de acordo com os orçamentos elaborados pela companhia “JAPCON”, consultoria contratada para desenvolver o orçamento das linhas de transmissão. A “JAPCON” forneceu 08 orçamentos para linhas de transmissão levando em consideração diferentes cenários. Foi utilizado o cenário com menor custo. É importante ressaltar que o custo real de linha de transmissão é de pelo menos R\$ 23.286.500, conforme evidenciado para a EOD através de projeto fornecido pela “JAPCON”. Os participantes do projeto planejam dividir os custos desta linha de transmissão com outros 5 (cinco) empreendedores de outros projetos que estão localizados próximos do local onde o projeto será construído. Os custos da linha de transmissão serão, provavelmente, divididos com outros 05 empreendedores que possuem projetos localizados próximo da PCH Santa Carolina de acordo com a capacidade instalada de cada projeto. A PCH Santa Carolina possui 17,5% do total da capacidade instalada. O processo para início de investimento na linha de transmissão está em negociação. Conservadoramente, os proprietários do projeto consideraram o orçamento mínimo apresentado pela “JAPCON”, multiplicado pela sua participação de 17,5%.
- **R\$ 1.266.609** relacionados a despesas com “arranger” financeiro, agente que intermediará o financiamento. Esse custo pode ser evidenciado conforme contrato estabelecido entre os proprietários do projeto e a “Z&Zen Assessoria Empresarial Ltda”. A segunda Cláusula do contrato estabelece um custo de 2,5% do Valor Total do Investimento.
- **Custo da dívida:** Os empreendedores da PCH Santa Carolina não assinaram ainda o contrato de financiamento do empreendimento. O custo da dívida para o projeto Santa Carolina é baseada nos custos de financiamento relacionados a projetos de Pequenas Centrais Hidroelétricas no Brasil através do financiamento pelo 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.¹¹) 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 presentes no site do Banco¹². 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.
- Esse método de calculo de custo de financiamento é indicado pelo BNDES em seu website: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_renovaveis.html. A companhia estima que 70% do montante do total de investimento necessitado será financiado pelo banco.
- Os impostos (PIS/COFINS/CSLL/IR) seguem a tributação brasileira de tributação de lucro presumido;
- A Taxa de Fiscalização da ANEEL foi estimada segundo as Diretrizes para Projetos de PCH elaborado pela Eletrobrás;
- A Taxa da CCEE foi estimada tomando com base a taxa de fiscalização da ANEEL;
- A Taxa RGR foi baseada na Resolução nº 23 de 05 de Fevereiro de 1999;
- As despesas com seguros foram estimadas como 0,5% do total do investimento do projeto. A estimativa foi realizada tomando como base experiência da equipe da Multilagos em empreendimentos anteriores;As despesas com administração e o custo de O&M (Operação e

¹¹http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html. Acesso em 20/07/2011.

¹² 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_alternativas.html

Manutenção) foi estimado em 2% do total de investimento projetado, conforme recomendado pelo Guia para Pequenas Centrais Hidroelétricas¹³, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia do Brasil.

- As despesas com TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) foram estimadas baseadas na Resolução Homologatória nº 810, de 14 de Abril de 2009.
- O Cálculo da TIR segue o indicado pelo Guia para Avaliação da Análise de Investimento presente na Ferramenta para Demonstração e Avaliação da Adicionalidade.
- O período de operação da atividade do projeto é estimado de acordo com o período da concessão fornecida pela ANEEL para PCHs no Brasil: 30 anos.

A Taxa Interna de Retorno do Acionista resultante do Fluxo de Caixa baseada nas premissas indicadas acima é de 6,39%.

Benchmark – Retorno Esperado de Capital Próprio

O benchmark 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 03

Onde:

- K_e = Custo de Capital Próprio;
- GB = Taxa Livre de Risco (R_f) + Prêmio de Risco País (ERP)
- PE_g = *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 de no momento de elaboração do DCP, essa ferramenta não estar aprovada, 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 retorno esperado de capital próprio segundo critérios do Conselho Executivo.

Para calcular o custo de capital próprio utilizando equação 03, os parâmetros adotados foram os seguintes:

- $GB = 3,36\% + 7,50\% = 10,86\%$.
 - $R_f = 3,36\% \Rightarrow$ Média da Taxa de Retorno do Título do Tesouro Americano (T-Bond) de 30 anos¹⁴ nos últimos 03 anos (2007, 2008 e 2009) anteriores à elaboração do PDD;
 - $ERP = 7,50\% \Rightarrow$ Prêmio de Risco do Brasil, baseado em dados da Moodys, calculado pelo professor Aswath Damodaran¹⁵.
- $PE_g = 4,1\% \Rightarrow$ 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 School¹⁶.

O retorno esperado de capital próprio da PCH Santa Carolina é de 14,96%. Descontado índice de inflação de 2,70%¹⁷, chega-se ao custo de capital próprio de 11,93%.

¹³ Capítulo 09, Página 07.

¹⁴ 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.

¹⁵ Disponível em: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem.xls>. Acessado em 19/07/2010

¹⁶ Esse artigo está indicado na *Draft tool to determine the weighted average cost of capital (WACC)*.

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

Tabela 07: Taxa Interna de Retorno ao Acionista x Benchmarking

TIR ao Acionista	Custo de Capital Próprio
6,39%	11,93%

A análise de benchmark foi utilizada (Opção III) e evidenciou que os indicadores do projeto são menos favoráveis que os indicadores de referência, então, pode-se afirmar que, a atividade de projeto MDL não pode ser considerada financeiramente atrativa.

Portanto, pode-se perceber que a TIR do acionista da PCH Santa Carolina é menor que seu custo de capital próprio, indicando que a PCH Santa Carolina não é financeiramente atrativa sem os incentivos do MDL. Portanto as receitas da venda pela venda das Reduções Certificadas de Emissão são essenciais para a atratividade financeira do projeto e seu desenvolvimento.

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 importantes parâmetros para o fluxo de caixa da PCH Santa Carolina: (i) o preço da eletricidade; (ii) o montante total de investimento; (iii) o custo de O&M e de administração da usina (O&M), (iv) o Fator de Capacidade e (v) o Custo de Financiamento.

Esses parâmetros foram usados porque:

- O preço da eletricidade e energia assegurada (fator de capacidade) são os únicos parâmetros que podem influenciar as receitas do projeto;
- O montante total de investimento representa o desembolso mais importante do projeto;
- É projetado que 70% do investimento é financiado pelo BNDES. Com isso as despesas financeiras representam grande importância durante 14 anos do fluxo de caixa.
- As despesas operacionais do projeto são em geral, taxas e gastos definidos pelos agentes reguladores. Relativo aos custos com O&M (Operação e Manutenção) é importante salientar que esse item não afeta significativamente o fluxo de caixa do projeto, no entanto, a variação foi requisitada pelo CE MDL em outro processo conduzido pelo desenvolvedor do projeto. Portanto, sua variação foi também incluída na análise de sensibilidade. Os custos de O&M podem sofrer mudanças, mas suas variações não afetam a TIR significativamente.

O preço da eletricidade foi baseado no primeiro leilão de fontes renováveis, onde o valor mais alto foi de R\$ 135,00. Os empreendedores do projeto usaram uma estimativa de preço de R\$ 140,00 por MW. O cenário onde os empreendedores vendem energia 10% acima do preço de R\$ 140,00 é muito improvável de acontecer. O montante total de investimento é estimado nos orçamentos que a companhia recebeu. Com relação aos custos de O&M, pode ser visto que suas variações não afetam significativamente o fluxo de caixa do projeto. Esse item pode ser muito controlado e não sofre grandes

¹⁷ Medida pelo Consumer Price Index (CPI) disponível em: <http://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpiiai.txt> . Acessado em 19/07/2010.

mudanças durante o projeto. A energia média (Fator de Capacidade) foi aprovada pela ANEEL. Dificilmente haverá mudança nessa variável. O custo de financiamento é baseado na indicação do BNDES. Como será um financiamento de longo prazo baseado nas TJLP, o custo da dívida dificilmente cairá 10%.

Portanto, é improvável que esses itens possam sofrer alterações que contribuirão para um acréscimo na atratividade financeira e econômica do projeto que não estejam cobertas na amplitude de variação entre 0% e 10%. Portanto, a faixa de variação entre 0% e 10% cobre mais que os cenários prováveis.

Tabela 8: Análise de Sensibilidade do Projeto Santa Carolina

VARIAÇÕES NO PREÇO DE ENERGIA		
Situação Projetada	Preço do MWh	TIR do Acionista
0%	R\$ 140,00	6,39%
5%	R\$ 147,00	7,42%
10%	R\$ 154,00	8,47%

VARIAÇÕES NO MONTANTE TOTAL DO INVESTIMENTO		
Situação Projetada	Investimento (R\$ Mil)	TIR do Acionista
0%	R\$ 56.381	6,39%
-5%	R\$ 53.561	7,47%
-10%	R\$ 50.742	8,69%

VARIAÇÕES NO CUSTO DE O&M		
Situação Projetada	Custo de O&M	TIR do Acionista
0%	R\$ 5,0	6,39%
-5%	R\$ 4,8	6,57%
-10%	R\$ 4,5	6,75%

VARIAÇÃO FATOR DE CAPACIDADE		
Situação Projetada	Eletricidade Média (PLF)	TIR do Acionista
0%	5.46	6.39%
-5%	5.73	7.42%
-10%	6.01	8.47%

VARIAÇÃO CUSTO DE FINANCIAMENTO		
Situação Projetada	Custo de Financiamento	TIR do Acionista
0%	9.90%	6.39%
-5%	9.41%	6.69%
-10%	8.91%	7.01%

A análise de sensibilidade confirma que a PCH Santa Carolina não é atrativa financeiramente, pois sua Taxa Interna de Retorno é inferior ao seu Custo de Capital Próprio, para todos os cenários analisados.

(C) Barreiras devido às práticas predominantes

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.

Segundo o Banco de Informações de Geração da Aneel¹⁸, a geração de energia hidrelétrica no Brasil é constituída essencialmente por grandes empreendimentos. De acordo com este banco de dados, as 24 Centrais Hidrelétricas do país com capacidade de geração superior a 1.000 MW correspondem a 65,18% de sua capacidade instalada. Empreendimentos desse porte apresentam, pela sua capacidade de geração e consequente capacidade de geração de receitas, uma grande viabilidade econômica.

Ainda segundo a Aneel¹⁹, historicamente o aproveitamento de potenciais hidráulicos no Brasil para a geração de energia elétrica exigiu a formação de grandes reservatórios e inundação de grandes áreas alagadas. Essas construções utilizavam, na maioria dos casos, reservatórios de acumulação de água e regularização de vazões que provocavam alterações nos regimes das águas e a formação de microclimas, favorecendo, prejudicando ou até mesmo extinguindo certas espécies. Esses grandes reservatórios, em geral, proporcionam também a emissão de CH₄ a partir da decomposição de vegetação submersa.

Percebe-se também que apenas 1 (um) empreendimento do total de empreendimentos termelétricos a carvão natural do país está localizado fora da região Sul do país. Além disso, segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil²⁰, 89,25% das reservas nacionais de carvão mineral do país concentram-se no Rio Grande do Sul, estado onde a PCH Santa Carolina está localizada, o que proporciona melhores condições para o desenvolvimento de novas UTEs a carvão.

A projeção para o período de 2008-2017, elaborada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), descrita anteriormente aponta para um crescimento da capacidade de energia térmica e queda na proporção de energia hidroelétrica na matriz energética do País. Esse aumento relativo já está acontecendo, e pode ser visto nos últimos resultados de leilões organizados pela ANEEL.

A Aneel organiza leilões onde as empresas distribuidoras de energia podem comprar a eletricidade necessária para sua demanda. Os leilões são conduzidos pelo preço mínimo. Preços de energia térmica são, em geral, menores que os preços de energia hidroelétrica. A tabela abaixo fornece os resultados dos últimos cinco leilões de energia nova que aconteceram no Brasil entre 2007 e 2009 (fonte: CCEE).

¹⁸ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=1&fase=3>
Acessado em: 26/05/2009

¹⁹ Atlas de Energia Elétrica do Brasil – 2ª Edição, ANEEL, 2002.

²⁰ Atlas de Energia Elétrica do Brasil – 3ª Edição, ANEEL, 2008.

Tabela 09: Resultados dos últimos Leilões de Energia Nova no Brasil

%	4º Leilão - 2007	5º Leilão - 2008	6º Leilão - 2008	7º Leilão - 2008	8º Leilão - 2009
Hidro	0%	30.93%	0%	3.87%	9.09%
Termal	100%	69.07%	100%	96.13%	90.91%

A política estabelecida nesses leilões traz vantagens para as plantas térmicas que necessitam de menos investimento e portanto podem vender eletricidade por preços menores. Este tipo de política leva à implementação de tecnologia com maiores emissões.

A PCH Santa Carolina é um empreendimento com pequena capacidade instalada e pequena capacidade de geração de energia média, não se assemelhando, portanto, às grandes obras hidrelétricas nacionais e não possuindo, portanto, o enorme potencial de receitas desse tipo de empreendimento. Além disso, a PCH Santa Carolina é uma usina a fio d'água com baixos impactos ambientais e que considera em seu planejamento uma série de investimentos em programas e ações ambientais que não existiam quando ocorrer a implantação de grande maioria das usinas hidrelétricas da região Sul do país.

Dessa forma, a implantação desse projeto não conta com vultuosas receitas como os grandes empreendimentos hidrelétricos brasileiros e possui impactos ambientais mínimos que demandam investimento e, por essas características, seu fluxo de caixa apresenta taxas de retorno abaixo de taxas referenciais do mercado e a receita proveniente da venda de reduções certificadas de emissões (RCEs) se torna importante para viabilizar o projeto. Empreendimentos como a PCH Santa Carolina, com pequenos reservatórios, podem evitar emissões provenientes de grandes reservatórios usados em grandes plantas Hidroelétricas.

O fato de projetos nessa configuração, sem o adicional de receitas provenientes da comercialização das RCEs, não serem atrativos do ponto de vista financeiro e não serem cenário comum no país pode ser comprovado através da criação pelo Governo Federal através da Lei nº 10.438, em 26 de abril de 2002, do Programa PROINFA.

O PROINFA é um Programa Governamental que busca incentivar do ponto de vista financeiro o desenvolvimento de empreendimentos que utilizem tecnologias renováveis, devido às dificuldades de financiamento, do oferecimento de garantias aos financiadores e da necessidade de altos investimentos considerando pequenas organizações.

Dessa maneira, o Governo Federal tenta incentivar projetos através de linhas de financiamento diferenciadas, além de garantias de receitas mínimas através do compromisso do estabelecimento de contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs), a serem firmados com a sociedade de economia mista, Eletrobrás, que assegurará ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo. Os contratos têm duração de 20 anos e envolvem projetos selecionados que deveriam entrar em operação até dezembro de 2006. Os projetos de pequenas centrais hidrelétricas são um dos tipos de projetos elegíveis à participação no PROINFA.

A PCH Santa Carolina não participa do PROINFA e considera dessa forma as receitas provenientes da comercialização de RCEs como um fator importante para realizar o investimento. A existência desse tipo de programa prova que incentivos econômicos são importantes para motivar pequenas centrais hidroelétricas. Sem esse tipo de programa plantas termoelétricas e grandes hidroelétricas tenderiam a manter a predominância, contribuindo para maiores emissões de GEE.

Com isso, a organização tem que lidar com as dificuldades inerentes aos pequenos agentes do setor elétrico brasileiro, como: (i) o pequeno poder de atração aos potenciais compradores; diante da pequena quantidade de energia elétrica a ser produzida e comercializada, (ii) o excesso de garantias exigidas pelos bancos financiadores de longo prazo que comprometem a liquidez financeira da empresa, (iii) a burocracia inerente ao processo de construção de uma pequena central hidrelétrica, desde seu início até a efetiva entrada em operação das mesmas.

Além disso, o percentual em termos de potência instalada dos empreendimentos semelhantes ao Projeto Santa Carolina na matriz energética do estado do Rio Grande do Sul é muito pequeno, conforme tabela abaixo:

Tabela 10: Capacidade de Geração no estado do Rio Grande do Sul²¹

Empreendimentos em Operação		
Tipo	Potência (kW)	%
CGH	20.317	0,29
EOL	150.000	2,11
PCH	287.551	4,04
UHE	4.977.270	69,88
UTE	1.687.839	23,70
TOTAL	7.122.977	100

Dessa forma, através dos dados e informações apresentadas, percebe-se que a implantação de Pequenas Centrais Hidrelétricas não é prática predominante no país e que este tipo de empreendimento enfrenta barreiras (como o pequeno potencial de atração de possíveis compradores, em razão do reduzido montante de energia que é produzida e comercializada, (ii) o excesso de garantias requeridas pelos bancos para a concessão de financiamentos) comumente ultrapassadas por programas e projetos governamentais.

A continuidade da situação atual, com eletricidade sendo gerada pela atual composição de geração do Sistema Nacional Interligado não é afetada pela prática prevalente pelo fato de que termoeletricas e hidroelétricas em operação contaram com as condições que não existem mais (PROINFA, menores demandas ambientais, etc). É importante ressaltar que a ordem de despacho do Sistema Interligado Brasileiro é: plantas hidroelétricas, eólicas, usinas nucleares, importação de outros sistemas em ordem ascendente de custos, plantas termoeletricas em ordem ascendente de geração de custo. Com o crescimento econômico que requer mais energia elétrica, se as novas plantas de energia renovável não forem construídas, a geração será fornecida por plantas termoeletricas que estão em operação ou irão ser construídas conforme descrito na projeção do MME apresentado anteriormente.

Adicionalmente, o fato do PROINFA não existir mais, não tem nenhuma influencia no cenário de novas plantas de usinas termoeletricas, uma vez que o programa era focado em energia renovável.

A não implantação da PCH Santa Carolina ocasionaria ou (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.

Dessa forma, a implantação das PCHs do Projeto Santa Carolina proporciona reduções de emissões, as quais ocorreriam na ausência do Projeto.

²¹ Aneel – Banco de Informações de Geração. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>. Acessado em: 26/05/2009.

B.6. Reduções de Emissão:**B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:**

De acordo com a metodologia AMS I.D., versão 16, se o equipamento de geração de energia é transferido de outra atividade ou para outra atividade, fugas devem ser consideradas. No caso do Projeto Santa Carolina, novos equipamentos serão utilizados, produzidos para a atividade, portanto, não haverá fugas. O projeto não fornece emissões em razão da densidade de energia ser maior que 10 W/m².

Portanto, as reduções de emissão são calculadas através das emissões de linha de base.

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 (tCO₂e);

$EG_{BL,y}$ = Quantidade de energia líquida fornecida pela atividade de projeto para a rede como resultado da implementação da atividade do projeto de MDL (MWh)

$EF_{CO_2,grid,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da rede (tCO₂/MWh).

Como mencionado anteriormente, a PCH Santa Carolina 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. A energia média da PCH Santa Carolina menos 3% de perdas de transmissão e consumo interno foi considerada para as estimativas *ex-ante* das emissões de linha de base.

Para o cálculo $EF_{CO_2,grid,y}$ 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 (versão 02.1.0) 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” caso a AND (Autoridade Nacional Designada) do país hospedeiro 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, a AND brasileira definiu através da Resolução 8 de 26 de Maio de 2008 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 CO₂ 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 Santa Carolina

Passo 2. Escolher se incluir plantas não conectadas à rede no projeto do sistema de energia (opcional)

Participantes do projeto devem escolher entre as seguintes duas opções para calcular a margem operacional e a margem de construção do fator de emissão.

Opção 1: Somente plantas conectadas a rede serão incluídas no cálculo.

Opção 2: Tanto plantas conectadas a rede como plantas fora da rede serão incluídas no cálculo.

A opção que foi escolhida pelos participantes do projeto foi a opção 01.

Passo 3. Selecionar um método de 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) MO Simples, ou
- (b) MO Simples Ajustada, ou
- (c) MO por Análise dos Dados de Despacho, ou
- (d) MO Média

O método escolhido para cálculo do fator de emissão do Projeto Santa Carolina foi o método de Margem de Operação por Análise dos Dados de Despacho. Esse método foi escolhido seguindo a recomendação da resolução número 8²² da AND brasileira. Assim, os dados usados para o cálculo da margem operacional (OM) para o Projeto Santa Carolina é ex-post (obrigatório para Análise dos Dados de Despacho).

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 e Tecnologia (MCT).

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 2009 serão utilizados para estimativa *ex-ante* da geração de RCEs. Todos os dados

²² Fonte: Designated National Authority. http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf. Accessed on January 2011

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.

Passo 5. Identificar o grupo de usinas de energia a serem incluídas na margem de construção

A amostra do grupo de usinas de energia *m* usadas para calcular a margem de construção consiste em:

- (a) Estabelecer cinco usinas de energia que tenham sido construídas mais recentemente, ou
- (b) Estabelecer a capacidade de energia adicional no sistema de eletricidade que forma 20% da geração do sistema (em MWh) e que tenham sido construídas mais recentemente.

Como recomendação geral, uma usina de energia é considerada como sido construída na data que ela começou a fornecer eletricidade à rede.

Usinas de energia registradas como atividades de projeto de MDL devem ser excluídas do grupo de amostra *m*. Entretanto, se o grupo de usinas de energia, não registrado como atividade de projeto de MDL, identificado para estimativa do fator de emissão da margem de construção inclui usina(s) de energia que é(são) construídas mais de 10 anos atrás, então:

- (i) Excluir usina(s) de energia que é (são) construídas mais de 10 anos atrás do grupo;
- (ii) Incluir projetos de energia elétrica conectados à rede registrados como atividades de projeto de MDL, os quais são despachados pela autoridade de despacho do sistema elétrico;

Adições de capacidade provenientes da retroalimentação de usinas de energia não devem ser incluídas no cálculo do 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 de construção

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado (tCO_2/MWh) de todas as usinas de energia m durante o mais recente ano y para as quais a geração de energia está disponível.

Os Fatores de Emissão de CO_2 da margem de construção 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, MME e do MCT e segue a “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”.

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

Pelo fato de constituírem os dados mais recentes disponibilizados pela Autoridade Nacional Designada até o momento de elaboração do DCP, foi utilizado o fator de emissão da margem de construção referente aos dados de despacho do ano de 2009 para estimativa *ex-ante* da geração de RCEs. Os dados utilizados para o cálculo do fator de emissão da margem de construção estão apresentados no anexo 3 deste DCP.

Passo 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada

O fator de emissão da margem combinada é calculado conforme a equação 2 exposta no item B.4:

$$EF_{\text{CO}_2, \text{grid}, y} = EF_{\text{grid}, \text{OM}, y} \times W_{\text{OM}} + EF_{\text{grid}, \text{BM}, y} \times W_{\text{BM}} \quad \textbf{Equação 2}$$

Onde:

$EF_{\text{grid}, \text{BM}, y}$ = Fator de emissão de CO_2 da Margem de Construção de no ano y ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{MWh}$);

$EF_{\text{grid}, \text{OM}, y}$ = Fator de emissão de CO_2 da Margem de Operação de no ano y ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{MWh}$);

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

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

Como dito anteriormente, para o Projeto Santa Carolina foram adotados os seguintes pesos: $W_{\text{OM}} = 0,50$ e $W_{\text{BM}} = 0,50$.

Reduções de Emissões do Projeto

De acordo com a AMS I.D, as reduções de emissão do projeto serão calculadas conforme a equação a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Equação 4

Onde,

ER_y = Redução de emissões no ano y (t CO₂/y)

BE_y = Emissões de Linha de base no ano y (t CO₂/y)

PE_y = Emissões de projeto no ano y (t CO₂/y)

LE_y = Emissões fugitivas no ano y (t CO₂/y)

De acordo com a metodologia, esse projeto não proporcionará nenhuma emissão ou fugas de emissão, portanto, PE_y e LE_y são zero. Em resumo, as reduções de emissões do projeto serão calculadas com base na equação 1 desse DCP, onde a quantidade de energia fornecida à rede pelo projeto será multiplicada pelo fator de emissão de margem combinada, sendo o fator de emissão da margem de operação 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:	Capacidade Instalada antes da implementação (Cap_{BL})
Unidade do Dado:	MW
Descrição:	Capacidade Instalada da usina antes da implantação do projeto. Para novas usinas, esse valor é igual a zero.
Fonte do dado utilizado:	A Licença Prévia do empreendimento mostra que a PCH Santa Carolina é uma usina nova, ou seja, não possui capacidade instalada antes da implementação.
Valor aplicado:	Como a PCH Santa Carolina é uma usina nova, o valor é igual a zero.
Justificativa da escolha de dados ou descrição dos métodos de mensuração e procedimentos aplicados:	Para novos reservatórios, este valor é zero.
Comentários:	

Dado/Parâmetro:	Área do Reservatório antes da implementação (A_{BL})
Unidade do Dado:	m ²
Descrição:	Área total do reservatório mensurada em superfície de água antes da implementação da atividade de projeto, quanto o reservatório está cheio (m ²). Para novos reservatórios, esse valor é igual a zero.
Fonte do dado utilizado:	A localidade do projeto, pois a PCH Santa Carolina é uma usina nova, ou seja, não possui um reservatório antes da implementação.
Valor aplicado:	Como a PCH Santa Carolina criará um novo reservatório, o valor é igual a zero.
Justificativa da escolha de dados ou descrição	Para novos reservatórios esse valor é zero.

dos métodos de mensuração e procedimentos aplicados:	
Comentários:	

B.6.3 Cálculo *ex-ante* das reduções de emissões:

Segue abaixo a descrição do cálculo das reduções de emissões proporcionadas pelo Projeto Santa Carolina.

Conforme AMS I.D as reduções de emissões do projeto são calculadas em acordo com a seguinte equação:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Equação 4

Onde,

ER_y = Redução de emissões no ano y (t CO₂/y)

BE_y = Emissões de Linha de base no ano y (t CO₂/y)

PE_y = Emissões de projeto no ano y (t CO₂/y)

LE_y = Emissões fugitivas no ano y (t CO₂/y)

Como esse projeto não proporcionará nenhuma emissão ou fugas de emissão, PE_y e LE_y são zero. Portanto, $ER_y = BE_y$.

Cálculo do BE_y

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

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

Equação 1

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

Cálculo do $EG_{BL,y}$ **Tabela 11: Cálculo do $EG_{BL,y}$**

Período	PCH Santa Carolina
	EGy
2013	30.929
2014	46.394
2015	46.394
2016	46.394
2017	46.394
2018	46.394
2019	46.394
2020	15.464
Total	324.757

Premissas:

- Projeção do $EG_{BL,y}$ foi realizada pressupondo a operação das usinas durante 8.760 horas por ano.
- Previsão de entrada em operação da PCH Santa Carolina – 01 de Maio de 2013.

A geração de eletricidade do Projeto Santa Carolina está projetada de acordo com a sua energia média, como descrito na tabela 2 deste DCP, menos o percentual estimado de perdas com transmissão e consumo interno (3%), constituindo um valor de 5,2962 MW. Como apresentado no item B.6.1, o $EF_{CO2,grid,y}$ é calculado como a equação 2 abaixo:

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

Os Valores para estimativas *ex-ante* são apresentados na tabela a seguir:

Tabela 12: Cálculo do $EF_{CO2,2009}$

Fatores de Emissão	jan-2009	fev-2009	mar-2009	abr-2009	maio-2009	jun-2009	jul-2009	ago-2009	set-2009	out-2009	nov-2009	dez-2009
$EF_{grid,OM}^*$	0,2813	0,2531	0,2639	0,2451	0,4051	0,3664	0,2407	0,1988	0,1622	0,1792	0,1810	0,1940
$EF_{grid,BM}^*$	0,0794											
WOM	0,50											
WBM	0,50											
$EF_{CO2,2009}$	0,1635											

O fator de emissão que será utilizado para a projeção *ex-ante* das reduções certificadas de emissões do Projeto Santa Carolina é 0,1635 que foi obtido a partir de dados do Sistema Interligado Nacional com dados fornecidos pela AND brasileira.

Observações:

- Os dados mais recentes disponíveis pela Autoridade Nacional Designada brasileira referem-se ao para anos completos referem-se ao ano de 2009;
- Os dados diários referentes ao Fator de Emissão da Margem de Operação estão disponíveis no anexo 3;

Conforme descrito no item B.6.1, não há fugas para o Projeto Santa Carolina e, dessa maneira, LE_y é 0 (zero).

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

Tabela 13: Estimativa *ex-ante* das Reduções de Emissões (tCO₂ e) do Projeto Santa Carolina

Ano	PCH Santa Carolina (tCO ₂ e)
2013	5.055
2014	7.583
2015	7.583
2016	7.583
2017	7.583
2018	7.583
2019	7.583
2020	2.527
Total	53,080

- Números da tabela 13 estão arredondados.

B.6.4 Resumo da estimativa *ex-ante* das reduções de emissões:

Tabela 14: Resumo da estimativa *ex-ante* das Reduções de Emissões

Ano	Estimativa de Emissões da Atividade de Projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de Emissões de Linha de Base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de Fugas (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa do total de reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
2013	-	5.055	0	5,055
2014	-	7.583	0	7.583
2015	-	7.583	0	7.583
2016	-	7.583	0	7.583
2017	-	7.583	0	7.583
2018	-	7.583	0	7.583
2019	-	7.583	0	7.583
2020	-	2.527	0	2.527
Total (tCO₂ e)	-	53.080	0	53.080

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., esta seção apresenta os parâmetros a serem monitorados pelos participantes do projeto.

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.

Todos os 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:

Dado/Parâmetro:	EG_{facility,y}
Unidade do Dado:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade de eletricidade líquida fornecida à rede no ano y
Fonte do dado utilizado:	Local da atividade do projeto. (planilhas internas)
Valor do dado:	O valor do dado será monitorado mensalmente. Para estimativa <i>ex-ante</i> de reduções de emissões foi utilizada a energia média da PCH Santa Carolina, que é igual 5,46 MW menos 3% de perdas (com transmissão e consumo interno), constituindo um valor de 5,2962 MW .
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Serão utilizadas planilhas retiradas a cada mês diretamente dos medidores com as informações de geração hora a hora. Se necessário, as informações podem ser confrontadas com as planilhas de geração disponibilizadas pela CCEE.
Procedimentos GQ/CQ aplicados:	O nível de incerteza desses dados é baixo. Eles serão utilizados para calcular as reduções de emissões. A eletricidade gerada será monitorada continuamente pelos participantes do projeto.
Comentários:	

Dado/Parâmetro:	A_{PJ}
Unidade do Dado:	m ²
Descrição:	Área total do reservatório mensurada em superfície de água após a implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte do dado utilizado:	Licença Prévia do Empreendimento. As licenças posteriores podem ser utilizadas para comprovar o valor adotado no projeto.
Valor do dado:	92.600
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A área alagada do reservatório é monitorada pelo próprio órgão ambiental local no processo de licenciamento. A frequência de monitoramento é anual conforme a metodologia. A área do reservatório é monitorada pelos reguladores durante o processo de licenciamento pelos reguladores e pode ser comprovado pelas licenças do projeto.
Procedimentos GQ/CG aplicados (se houver):	O nível de incerteza nos dados é baixo. A área do reservatório é monitorada pela entidade regulatória ambiental.
Comentários:	

Dado/Parâmetro:	$EF_{CO_2,y}$
Unidade do Dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da rede elétrica no ano y.
Fonte do dado utilizado:	O fator de emissão <i>ex-post</i> será calculado pela Enerbio Consultoria através de dados da ONS fornecidos pela AND brasileira. As variáveis $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$, necessárias para o cálculo do EF_{CO_2} , serão calculadas e monitoradas através dos dados de despacho do Sistema Interligado Nacional .
Valor do dado:	Os valores do fator de emissão da margem combinada de CO ₂ ($EF_{grid,CM,y}$) que foram usados para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões do Projeto Santa Carolina são 0,1635 o qual foi obtido a partir de dados do Sistema Interligado Nacional fornecido pela AND brasileira como descrito na tabela 14 do item B.6 e no Anexo 3.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Como descrito na mais recente versão da “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”.
Procedimentos GQ/CQ aplicados:	Como descrito na mais recente versão da “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”. O nível de incerteza desses dados é baixo.
Comentários:	

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

A equipe da Carolina Geração de Energia Ltda será responsável pela operação e manutenção da PCH Santa Carolina, bem como pela consolidação e análise dos dados de geração de energia. A geração das unidades geradoras serão medidas através de dois medidores um principal e retaguarda, localizados na subestação da usina, conforme diagrama do projeto básico.

As atividades de medição são realizadas remotamente via software de leitura de medidores. Os procedimentos de rede serão estabelecidos de acordo com as regras estabelecidas pelo Operador Nacional de Sistema (ONS) e a Rio Grande Energia (RGE), distribuidora pela qual a usina estará conectada.

A calibração dos medidores de energia também seguirá as regras estabelecidas pelo Operador Nacional de Sistema (ONS) e pela Rio Grande Energia (RGE).

Segue abaixo a descrição de como é estruturado o Sistema de Medição e as responsabilidades dos envolvidos no processo.

- **Sistema de Medição**

Conforme determina a Convenção de Comercialização, homologada pela Resolução ANEEL nº 109 de 26 de outubro de 2004, a CCEE é responsável pela especificação, orientação e determinação dos aspectos referentes à adequação do Sistema de Medição de Faturamento (SMF), e pela implantação, operação e manutenção do SCDE - Sistema de Coleta de Dados de Energia, de modo a viabilizar a coleta dos dados de energia elétrica para uso no Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, visando garantir a exatidão das grandezas apuradas, bem como o cumprimento dos prazos exigidos. (Fonte: www.ccee.org.br).

- **Sistema de Medição de Faturamento – SMF**

Conforme procedimento de Rede Módulo 12 do ONS, o Sistema de Medição de Faturamento (SMF) é um sistema composto pelos medidores principal e de retaguarda, pelos transformadores para instrumentos (TI) – transformadores de potencial e de corrente, pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE, e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento.

O Sistema Medição de Faturamento – SMF fornece:

- a) dados de demanda para a apuração dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão — EUST, no âmbito do ONS, e dos encargos de uso das Demais Instalações de Transmissão – DIT, onde for o caso;
- b) dados para a contabilização e liquidação da energia elétrica no âmbito da CCEE;
- c) dados de geração para a apuração dos encargos dos serviços ancilares no âmbito da CCEE;
- d) dados das medições instaladas nas unidades geradoras utilizados para verificação do cumprimento das instruções de despacho, da apuração dos serviços ancilares e das capacidades declaradas dessas unidades;
- e) dados para cálculo de fator de potência no ponto de conexão com a rede básica;
- f) dados para cálculo dos fatores de perda de transformação; e
- g) dados de qualidade de energia elétrica (QEE) nos pontos de conexão com a rede básica. (Fonte: www.ons.org.br)

- **Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE**

O SCDE é o sistema responsável pela coleta diária e tratamento dos dados de medição, sendo a aquisição destes dados realizada de forma automática, diretamente ao medidor ou através da base de dados do agente (UCM). Este sistema possibilita a realização de inspeções lógicas com acesso direto aos medidores proporcionando maior confiabilidade e acurácia dos dados obtidos.

Com o SCDE o Agente possui maior praticidade no envio dos dados de medição à CCEE bem como possibilita o acompanhamento diário das informações enviadas. As leituras dos medidores são direcionadas ao Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE da CCEE e são realizadas por meio do acesso direto aos medidores do agente, seja por coleta normal, seja por inspeção lógica da Unidade de Coleta de Medição – UCM.

Os dados coletados são processados no SCDE para a contabilização de energia elétrica pela CCEE, enviados ao ONS para a apuração dos EUST e também disponibilizados para todos os agentes participantes do mercado para controle dos seus respectivos faturamentos

- **Responsabilidade da Equipe da PCH Sta. Carolina**

Manter o Sistema de Medição de Faturamento em funcionamento e disponível para a coleta diária e para a coleta de inspeção lógica da CCEE.

- **Consolidação dos Dados na CCEE:**

Na primeira semana de cada mês, a CCEE consolida os dados de geração do mês anterior e, caso haja alguma inconsistência ou erro nos dados coletados, gera um e-mail, informando ao agente sobre os dados faltantes ou inconsistentes e solicita à Equipe da PCH Santa. Carolina o ajuste destes dados no SCL – Sistema de Contabilização e Liquidação e a justificativa da necessidade desse ajuste.

Em caso de indisponibilidade de leitura de qualquer ponto de medição, decorrente de manutenções, comissionamento ou por qualquer outro motivo, será utilizada a metodologia de estimativa de dados conforme o item 14.3 do Procedimento de Comercialização PdC ME.01. (Fonte: www.ccee.org.br).

- **Consolidação dos Dados da PCH Santa Carolina:**

Na primeira semana de cada mês, os operadores da PCH Santa Carolina coletam, na memória de massa dos medidores de energia, os dados de geração horária bruta e líquida de cada unidade geradora referente ao mês anterior. Esses dados são reunidos em uma planilha única que é a planilha interna de controle de geração da PCH para o referido mês em análise.

- **Confronto das informações internas de geração com os relatórios de uma terceira parte:**

As informações contidas na planilha interna de controle de geração serão confrontadas com a planilha do SCDE. As planilhas do SCDE fornecem valores de geração de energia idênticos aos valores da planilha interna de controle de geração de energia da PCH. Para efeitos de cálculo de reduções de emissões, serão utilizados os dados de geração de energia do Relatório Geral de Medição da CCEE, presentes no website da CCEE para os agentes credenciados pela CCEE.

- **Armazenamento das Informações:**

As informações de geração, tanto as internas, como as da CCEE, são armazenadas pela Multilagos. Será realizado periodicamente backup de segurança de todos os dados de geração da usina. Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados e mantidos por, no mínimo dois anos, após o fim do último período de creditação.

- **Treinamento da Equipe de Operação e Manutenção:**

Todos os operadores da PCH serão treinados visando assegurar a qualidade, segurança e confiabilidade na operação da usina.

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

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 10/06/2009. 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.enerbio-rs.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:**

01/02/2012

A data de início do projeto ainda não aconteceu porque os proprietários do projeto ainda não contrataram empresa para a construção da planta. Os empreendedores ainda não assinaram também nenhum contrato de compra de equipamentos. Portanto, uma data futura foi considerada. 01/02/2012 é a data esperada para a assinatura do contrato para construção.

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

30 anos.

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:**

01/05/2013.

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 poluidoras ou potencialmente poluidoras. No Estado do Rio Grande do Sul, a Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler (FEPAM) 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.

No estado do Rio Grande do Sul, deve-se realizar Estudos de Impacto Ambiental (EIA) para empreendimentos que terão potência instalada maior que 10 MW. Caso o empreendimento possua potência instalada menor que 10 MW, os estudos de impacto ambiental poderão ser simplificados, sendo chamados de Relatório de Análise Simplificado (RAS). Verificada a sua viabilidade 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 FEPAM tenha um entendimento positivo sobre os conceitos ambientais do projeto, a Licença Ambiental Prévia (LP) é emitida.

Após obtida a LP, 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 LP. Para obter a licença ambiental de instalação (LI) 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 LP.

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

A terceira e última fase fornece a autorização para o início da operação do empreendimento com a expedição da Licença Ambiental de Operação (LO). A emissão da LO 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 Licença Prévia da PCH Santa Carolina havia sido emitida, conforme dados abaixo. As licenças e estudos ambientais serão entregues à EOD que realizará a validação do projeto.

PCH Santa Carolina

LP nº 458/2009-DL. Emitida em 27 de abril de 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 Santa Carolina possui uma área de alagamento restrita e não irá alterar significativamente o ambiente. Dessa forma, segundo o EIA, 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 quantidade de energia gerada e a área alagada do projeto, é igual a 113,39 MW/km², atestando a alta eficiência ambiental do projeto. Outra prova quanto aos baixos impactos causados pelo empreendimento é que nenhuma família será realocada para a construção da PCH Santa Carolina, produzindo baixos impactos sociais e facilitando o processo de aquisição das terras.

Mesmo assim, estão inicialmente previstos ações e programas para monitoramento, controle ou reparação de possíveis impactos negativos e positivos.

Objetivando a identificação dos possíveis impactos ambientais causados pela PCH foi realizado um estudo, denominado Estudo de Impacto Ambiental (EIA). Neste documento, está descrito e explanado todos os impactos ambientais produzidos nos meios físico, biótico e antrópico. Estão também previstos e indicados alguns projetos ambientais e sociais a serem desenvolvidos, com o objetivo de mitigar o impacto gerado pelo empreendimento, ainda que pequeno.

Segue uma descrição de alguns programas que serão desenvolvidos na implantação do Projeto Santa Carolina:

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 Turvo, ao longo e após a implantação da PCH Santa Carolina. O monitoramento da qualidade da água iniciará no período pré-enchimento do reservatório acompanhando todas as fases de construção da obra e tendo continuidade no período pós-enchimento. Após cada etapa, será feito uma análise dos resultados para uma readequação do programa.

O **Programa de Implantação do Plano de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório** designa-se a conciliar o uso do reservatório e das áreas do entorno com a preservação ambiental e patrimonial das mesmas, buscando as condições ideais de geração, conservação e segurança da população local. Ele deve ser operacionalizado entre a emissão da Licença Prévia e o enchimento do reservatório.

O **Programa de Recuperação de Áreas Degradadas** prevê revegetação de todas as áreas atingidas pelas obras de implantação da PCH Santa Carolina: canteiro de obra, alojamentos, via de serviços, pedreiras, áreas de empréstimo, areais, bota-foras e outras, visando a conservação dos solos e dos mananciais hídricos, evitando a ocorrência de processos erosivos e de assoreamento. Esse programa ainda deve promover a reintegração paisagística destas áreas (revegetação natural ou reintegração ao processo produtivo) e criação de novos habitats à fauna.

O **Programa de Comunicação Social** visa informar todos os envolvidos, direta e indiretamente, pelos empreendimentos sobre o desenvolvimento da obra e seus programas mitigatórios, priorizando divulgar os processos decorrentes de suas implantações e operação, contribuindo para a adaptação da população das áreas atingidas. Juntamente com o Programa de Comunicação Social, o **Programa de Educação Ambiental**, visa proporcionar às comunidades o conhecimento, de modo integrado, das noções relacionadas ao ambiente e auxiliar no desenvolvimento de posturas que desencadeiem melhorias ao meio ambiente e na qualidade de vida da população. Outras questões que serão abordadas, referentes à Educação Ambiental, dizem respeito à valorização dos recursos naturais que circundam as comunidades, tendo em mente a compreensão da necessidade de adotar procedimentos acerca à preservação do meio em que vivem.

O **Programa de Gerenciamento das Ações Ambientais** tem como objetivo a organização, sistematização, integração, sincronização e administração de todas as atividades relativas ao Meio Ambiente ao longo do processo de implantação do empreendimento, sendo executado também na fase de operação da PCH Santa Carolina.

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, num cenário de poucas opções de investimento. Ocorrerão, 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 ocorrerão 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 Resoluções publicadas pela Autoridade Nacional Designada brasileira e consolidadas no Manual para Submissão de Atividades de Projeto no âmbito do MDL, 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 André da Rocha:

- Prefeitura Municipal de André da Rocha
- Câmara de Vereadores de André da Rocha
- Secretaria Municipal de Agricultura e Meio Ambiente
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de André da Rocha
- Sindicato Rural de André da Rocha

Município de Muitos Capões:

- Prefeitura Municipal de Muitos Capões
- Câmara de Vereadores de Muitos Capões
- Secretaria Municipal de Indústria, Comércio, Turismo e Meio Ambiente
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Muitos Capões

Outros Stakeholders:

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

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido até o momento.

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

Nenhum comentário foi recebido até o momento.

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

Organização:	MULTILAGOS GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA.
Rua/Cx.postal:	Avenida Cristóvão Colombo, 2360
Edifício	Conjunto 304
Cidade:	Porto Alegre
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	90560-002
País:	Brasil
Telefone:	55 51 3276-6043
FAX:	55 51 3276-6046
E-Mail:	leao@multilagos.com.br
URL:	
Representada por:	Luiz Antônio Leão
Título	
Forma de tratamento:	Sr.
Último Nome:	Leão
Nome do Meio	Antônio
Primeiro Nome:	Luiz
Departamento:	Diretoria
Celular:	55 51 9829-8166
FAX Direto:	55 51 3276-6046
Telefone Direto:	55 51 3276-6043
E-Mail	leao@multilagos.com.br

Organização:	CAROLINA GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA
Rua/Cx.postal:	Rodovia Presidente Kennedy, BR 386, Km 35
Edifício	
Cidade:	Frederico Westphalen
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	
País:	Brasil
Telefone:	55 55 3744 4687
FAX:	55 55 3744 4687
E-Mail:	juridico@creral.com.br
URL:	
Representada por:	Joao Alderi do Prado
Título	Gerente
Forma de tratamento:	Sr.
Último Nome:	Prado
Nome do Meio	Alder
Nome:	Joao
Departamento:	
Celular:	
FAX Direto:	55 55 3744 4687
Telefone Direto:	55 55 3744 4687
E-Mail	juridico@creral.com.br

Organização:	ENERBIO CONSULTORIA LTDA -ME
Rua/Cx.postal:	Rua Antônio Carlos Berta, 475, 1904
Edifício	FK Convenience
Cidade:	Porto Alegre
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	91340-020
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:	55 51 8121-8188
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 MCT 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” 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 Santa Carolina. Todos esses dados foram disponibilizados pela AND brasileira.

Tabela 15: Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Mensal do ano de 2009 – Sistema Interligado Brasileiro

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - MENSAL												
2009	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	0,2813	0,2531	0,2639	0,2451	0,4051	0,3664	0,2407	0,1988	0,1622	0,1792	0,1810	0,1940

Tabela 16: Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Diário do ano de 2009 – Sistema Interligado Brasileiro

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) – Diário													
2009	Dia	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	1	0,2746	0,3036	0,2409	0,2665	0,2744	0,3277	0,3077	0,2361	0,1627	0,2058	0,2333	0,1720
	2	0,2262	0,2531	0,1960	0,2705	0,4220	0,3511	0,2790	0,2619	0,1612	0,2137	0,2118	0,1784
	3	0,1969	0,2507	0,1868	0,2726	0,4894	0,3029	0,2729	0,2563	0,1580	0,2157	0,1821	0,1843
	4	0,2367	0,2346	0,2073	0,2003	0,4338	0,2941	0,2915	0,2373	0,1549	0,2484	0,1800	0,1815
	5	0,2669	0,2401	0,2237	0,2272	0,4887	0,2856	0,3846	0,2042	0,1306	0,2017	0,1856	0,1955
	6	0,2006	0,2511	0,2222	0,2023	0,4813	0,2401	0,3354	0,1960	0,1527	0,1728	0,1832	0,2208
	7	0,1749	0,2596	0,2348	0,1846	0,4570	0,3098	0,3460	0,1875	0,1540	0,1240	0,2069	0,1924
	8	0,1549	0,2158	0,3071	0,1639	0,4898	0,2960	0,3155	0,2124	0,1220	0,0970	0,2370	0,2014
	9	0,1606	0,1996	0,2627	0,1548	0,4128	0,2975	0,3087	0,2418	0,1660	0,1123	0,1604	0,2054
	10	0,1672	0,2033	0,2584	0,1586	0,4305	0,2562	0,2837	0,1859	0,1727	0,2240	0,1602	0,2023
	11	0,2368	0,1980	0,2523	0,1581	0,4487	0,2466	0,2780	0,1958	0,1477	0,2503	0,1896	0,1923
	12	0,2476	0,1953	0,2621	0,2023	0,4252	0,2330	0,3245	0,1498	0,1473	0,2410	0,1686	0,1844
	13	0,2513	0,2106	0,2772	0,2005	0,4280	0,3392	0,2858	0,1970	0,1424	0,1735	0,1658	0,2219
	14	0,2503	0,2102	0,2913	0,2015	0,4306	0,3783	0,2736	0,2195	0,1287	0,1574	0,1668	0,1875
	15	0,2656	0,2072	0,3130	0,1696	0,4332	0,3602	0,2858	0,1728	0,1235	0,1673	0,1883	0,1763
	16	0,2223	0,1787	0,2952	0,2275	0,3552	0,3851	0,2545	0,2075	0,1334	0,1534	0,1705	0,1760
	17	0,3490	0,2139	0,3247	0,2888	0,3945	0,4041	0,2124	0,1885	0,1444	0,1821	0,2010	0,1723
	18	0,4460	0,2027	0,2945	0,2905	0,4455	0,4334	0,1672	0,1743	0,1661	0,2021	0,1536	0,2045
	19	0,4214	0,2093	0,2823	0,3188	0,4198	0,4287	0,1596	0,1803	0,1949	0,1700	0,1668	0,2061
	20	0,4369	0,2509	0,2761	0,2648	0,4093	0,5456	0,1063	0,1631	0,2236	0,1291	0,1676	0,2289
	21	0,4243	0,3033	0,3020	0,2823	0,3492	0,5636	0,1264	0,1605	0,1590	0,1796	0,1859	0,1708
	22	0,4353	0,4380	0,3371	0,3089	0,3650	0,5236	0,1494	0,1708	0,1607	0,1504	0,1989	0,1644
	23	0,3837	0,4572	0,2944	0,2978	0,3284	0,5156	0,1474	0,2085	0,1454	0,1545	0,1709	0,1687
	24	0,3246	0,4502	0,2592	0,2873	0,3320	0,4446	0,1645	0,1775	0,1609	0,1812	0,1795	0,2097
	25	0,3960	0,3402	0,2467	0,2848	0,3577	0,4312	0,2018	0,1839	0,1602	0,2004	0,1642	0,2536
	26	0,3145	0,2683	0,2478	0,3208	0,3576	0,4155	0,1933	0,2100	0,1897	0,1923	0,1612	0,2324
	27	0,2582	0,2149	0,2405	0,2846	0,3934	0,3240	0,1581	0,2105	0,2546	0,1975	0,1709	0,2281
	28	0,2380	0,2288	0,2644	0,2944	0,3722	0,3945	0,1672	0,2083	0,2003	0,1913	0,1862	0,1847
	29	0,2367		0,3023	0,2845	0,3951	0,3469	0,2174	0,1928	0,1896	0,1752	0,2056	0,1699
	30	0,2622		0,2453	0,2904	0,3431	0,3294	0,2462	0,2239	0,1776	0,1671	0,1675	0,1928
	31	0,2588		0,2820		0,3566		0,2463	0,1771		0,1795		0,2004

Os fatores de emissão médios horários também estão disponíveis nos links: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303077.html#ancora> (acessado em Julho/2009), 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}) utilizado para a estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do projeto.

Tabela 17: Fator de Emissão da Margem de Construção do ano de 2009 – Sistema Interligado Nacional

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - ANUAL	
2009	0,0794

Fonte: Autoridade Nacional Designada

(<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303077.html#ancora>) (acessado em Julho/2009).

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 5 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.

Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO

Todos os procedimentos que serão utilizados no monitoramento estão descritos no item B.7.1 e B.7.2.