



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

**CONTEÚDO**

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

**Anexos**

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



**MDL – Conselho Executivo**

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto**

**A.1. Título da atividade de projeto:**

>>

Projeto de Energia Eólica Renova Área 6-8

Versão: 03

Data: 30/11/2011

**A.2. Descrição da atividade de projeto:**

>>

A atividade de projeto proposta consiste na implementação e na operação de seis novas plantas de geração de energia eólica: Porto Seguro, Igarorã, N. S. Conceição, Ilhéus, Pajéu do Vento e Planaltina, localizadas em Caetitê e Igarorã, no Estado da Bahia, Brasil. A atividade de projeto irá empregar 81 aerogeradores de eixo horizontal (modelo: GE 1.6 xle), cada um de 1,6 MW (capacidade nominal total: 129.2 MW<sup>1</sup>). Porto Seguro usará 4 aerogeradores; Igarorã usará 19 aerogeradores; N. S. Conceição usará 18 aerogeradores; Ilhéus usará 7 aerogeradores; Pajéu do Vento usará 16 aerogeradores e, por fim, Planaltina usará 17 aerogeradores.

A atividade de projeto é resultado do 2º Leilão de Energia de Reserva (Leilão nº 003/2009 - LER-2009<sup>2</sup>), realizado em 14 de Dezembro de 2009, que visa comercializar eletricidade a partir de geração eólica começando o fornecimento de eletricidade em 01 de Julho de 2012<sup>3</sup>. O modelo adotado para o Leilão visa promover um alto grau de competitividade entre os participantes, já que os vencedores do leilão serão aqueles que oferecerem eletricidade no menor preço. Dentro deste contexto, as regras do leilão determinam que os vencedores podem requerer créditos de carbono através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e que é responsabilidade destes a concepção de todos os documentos necessários, além da implementação de todos os passos para o registro do projeto<sup>4</sup>.

A atividade de projeto irá entregar 571.338 MWh/ano de energia renovável para o Sistema Interligado Nacional (SIN<sup>5</sup>). No cenário de linha de base<sup>6</sup>, a eletricidade equivalente à exportada

<sup>1</sup> O aerogerador da planta de Igarorã será limitado em 0.4 MW, logo sua capacidade nominal total é 30 MW (18 aerogeradores de 1.6 MW mais 1 aerogerador de 1.2 MW)

<sup>2</sup> Complementariamente a energia vendida no mercado regulado, desde o Decreto 6.353 de 16 de Janeiro de 2008, o modelo do Setor Elétrico Nacional começou a contar com a venda de Eletricidade de Reserva. Seus objetivos são aumentar a segurança do fornecimento do Sistema Interligado Nacional com eletricidade de plantas geradoras contratadas especialmente com esse propósito. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=fc347fea4559f110VgnVCM1000005e01010aRCRD>. Acessado em: 06/06/2011.

<sup>3</sup> 2º Leilão de Energia de Reserva. Edital do Leilão nº 003/2009 - LER-2009.

<sup>4</sup> 2º Leilão de Energia de Reserva. Portaria nº 211 de 28/05/2009.

<sup>5</sup> O SIN é formado por empresas de todas as regiões do Brasil. Com tamanho e características que permitem considerá-lo globalmente único, o sistema Brasileiro de geração e transmissão de energia é um sistema hidrotérmico de grande escala com forte predominância de hidroelétricas e múltiplos proprietários. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos\\_institucionais/2\\_1\\_1.htm](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_1_1.htm). Acessado em: 06/06/2011.



---

## MDL – Conselho Executivo

para a rede elétrica pela atividade de projeto seria gerada pela operação de plantas de energia conectadas à rede elétrica e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (MC). Portanto, a atividade de projeto promoverá a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) através da substituição da geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis que ocorreria em sua ausência.

Os limites do projeto incluem emissões de CO<sub>2</sub> advindas da geração de eletricidade em plantas de energia, que queimam combustíveis fósseis, substituídas devido à atividade de projeto. Emissões do projeto e fugitivas não são esperadas.

De acordo com o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento – PNUD Brasil<sup>7</sup>, o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH<sup>8</sup>) do estado da Bahia é de aproximadamente 0.688<sup>9</sup>, o sexto menor índice dos estados brasileiros em 2000. A implantação da atividade do projeto irá, certamente, trazer várias contribuições positivas para a região, tais como: aumento de renda; conhecimento; saúde; entre outros. Mais especificamente, a atividade de projeto contribui com o desenvolvimento sustentável do país anfitrião das seguintes maneiras:

- **Contribuição à sustentabilidade ambiental local:** A atividade de projeto produzirá energia renovável a partir de plantas eólicas de baixo impacto ambiental;
- **Contribuição à geração de trabalho:** Novos postos de trabalho serão criados pela atividade de projeto, especialmente durante sua implantação;
- **Contribuição para o aumento de impostos arrecadados:** a atividade do projeto irá propiciar um aumento na arrecadação de impostos municipais, beneficiando diretamente a população local;
- **Contribuição com a diversificação da matriz elétrica e à segurança energética:** O período em que há maior abundância de recursos eólicos é coincidente com o período de menor disponibilidade hídrica no Brasil. Portanto, a geração eólica de eletricidade é complementar às hidroelétricas, o que contribui à segurança no fornecimento de energia renovável durante todo o ano e, por conseguinte, à diminuição da dependência de combustíveis fósseis durante a estação seca<sup>10</sup>;
- **Contribuição ao aprendizado e ao desenvolvimento tecnológicos:** Projetos deste tipo podem estimular iniciativas similares no setor energético brasileiro e encorajar o desenvolvimento de plantas de energia renováveis modernas e mais eficientes no país;

---

<sup>6</sup> O cenário de linha de base é o mesmo do cenário existente antes do início da implantação da atividade de projeto.

<sup>7</sup> Disponível em: <http://www.pnud.org.br/pnud/>. Acessado em: 06/06/11.

<sup>8</sup> Criado por Mahbub ul Haq com a colaboração de Amartya Sen, ganhador do Prêmio Nobel em economia de 1998, o IDH propõe uma maneira de medir genericamente e abreviada o desenvolvimento humano. Disponível em: <http://www.pnud.org.br/idh/>. Acessado em: 06/06/11

<sup>9</sup> Disponível em: <http://www.pnud.org.br/atlas/tabelas/index.php> . Acessado em: 06/06/11

<sup>10</sup> Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica, *Atlas de Energia Elétrica do Brasil* (Brasília, DF: ANEEL). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/download.htm>. Acessado em: 06/06/11.



**MDL – Conselho Executivo**

**A.3. Participantes do projeto:**

>>

**Tabela 1. Participantes do projeto.**

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitriã) indica a parte anfitriã)	Entidade (s) privada e/ou pública participante do projeto (*) (quando aplicável)	Gentilmente indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
República Federativa do Brasil (anfitriã)	Renova Energia S/A Key Consultoria e Treinamento Ltda.	Não
(*) De acordo com as modalidades e os procedimentos do MDL, no momento de tornar o MDL-DCP público no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido sua <u>aprovação</u> . No momento de requerer o registro, a aprovação pela (s) Parte (s) envolvida (s) é exigida.		

**A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:**

**A.4.1. Localização da atividade de projeto:**

**A.4.1.1. Parte (s) Anfitriã (s):**

>>

Parte Anfitriã: República Federativa do Brasil.

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

>>

Estado: Bahia.

**A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:**

>>

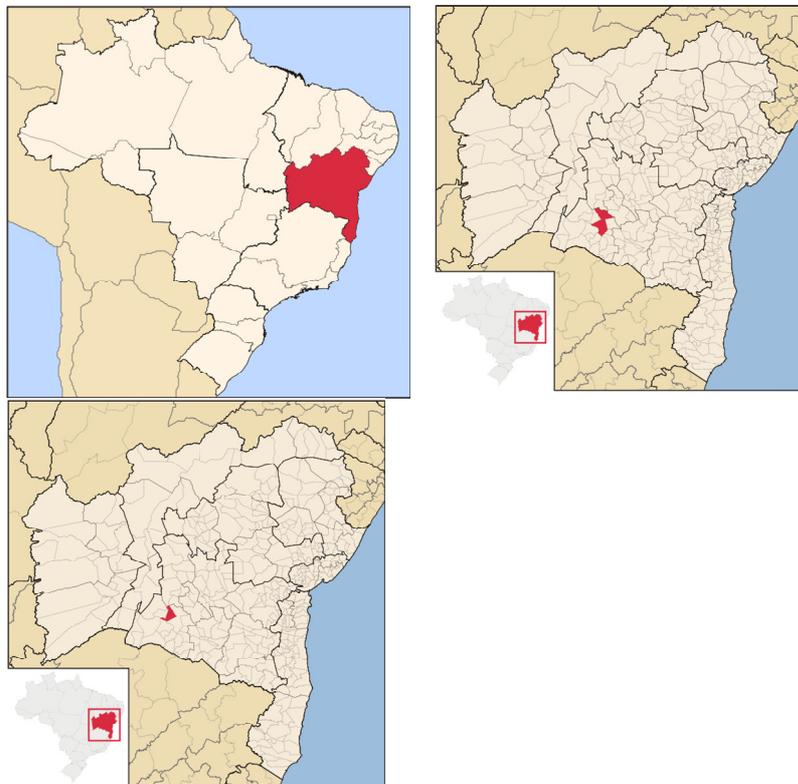
Município: Caetité e Igaporã.



MDL – Conselho Executivo

**A.4.1.4. Detalhes da localização física, incluindo informações que permitem a identificação única desta atividade de projeto (máximo de uma página):**

>>



**Figura 1. Localização geográfica da atividade de projeto.** No topo à esquerda: localização do Estado da Bahia no Brasil, mostrado em vermelho. À direita: localização do município de Caetité no Estado da Bahia, mostrado em vermelho. Abaixo à esquerda: localização do município de Igaporã no Estado da Bahia, também mostrado em vermelho.

As coordenadas geográficas das unidades da atividade de projeto estão mostradas na Tabela 2.

**Tabela 2.** Coordenadas geográficas das unidades de projeto<sup>11</sup>.

Nome da unidade	Latitude	Longitude
Porto Seguro	- 13.8629	- 42.6727
Igaporã	- 13.8606	- 42.6574
N. S. Conceição	- 13.8957	- 42.6769
Ilhéus	- 13.8823	- 42.6631
Pajéu do Vento	- 14.0147	- 42.6339
Planaltina	- 13.9879	- 42.6389

<sup>11</sup> Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Ficha de Dados: Porto Seguro, Igaporã, N. S. Conceição, Ilhéus, Pajéu do Vento e Planaltina. As coordenadas geográficas foram convertidas de graus, minutos e segundos de arco para graus decimais através de um conversor DMS. Disponível em: (<http://vancouver-webpages.com/META/DMS.html>). Acessado em 06/06/2011.



**MDL – Conselho Executivo**

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

>>

Escopo setorial: 01: Indústrias Energéticas (fontes renováveis).

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

>>

Energia eólica é definida como a energia cinética contida nas massas de ar que se movimentam (vento). É usada para produção de eletricidade através da conversão da energia cinética translacional em energia cinética rotacional e então através da conversão dessa última em eletricidade, com o emprego de turbinas eólicas ou aerogeradores.

Benefícios ambientais da geração eólica de eletricidade, reconhecidamente, incluem: contribuição para a redução de emissões atmosféricas (incluindo gases que não são GEE) advindas de plantas termoeletricas, menor demanda por construção de novos grandes reservatórios hidroelétricos e a redução de riscos derivados da sazonalidade hidrológica, considerando a natureza complementar das gerações eólica e hídrica de eletricidade no Brasil, como mencionado acima<sup>10</sup>.

Dentre os principais impactos ambientais negativos de plantas eólicas, a geração de ruídos sonoros pode ser mencionada. Esses ruídos são gerados pela movimentação das pás e varia de acordo com as especificações do equipamento. Pode-se mencionar também a possibilidade de interferência eletromagnética, o que poderia perturbar sistemas de comunicação e de transmissão de dados (rádio, televisão, etc.). Essas interferências são particularmente relacionadas ao material usado na fabricação das pás. Além disso, possíveis interferências em rotas de aves devem ser consideradas<sup>10</sup>. Os impactos negativos da atividade do projeto foram identificados e serão endereçados pelos participantes do projeto através de programas específicos. A sessão D apresenta tais impactos e os programas propostos.

Como mencionado acima, a atividade de projeto proposta consiste na implantação e operação de seis novas plantas de geração eólica de eletricidade, Porto Seguro, Igaporã, N. S. Conceição, Ilhéus, Pajéu do Vento e Planaltina, localizadas nas municipalidades de Caetitê e Igaporã, no estado da Bahia, Brasil, em locais onde não havia plantas de geração de eletricidade antes da implementação da atividade de projeto. A atividade de projeto empregará 81 aerogeradores de eixo horizontal (modelo: GE 1.6 xle), cada um de 1,6 MW (capacidade nominal total: 129,6 MW<sup>1</sup>). Porto Seguro usará 4 aerogeradores; Igaporã usará 19 aerogeradores; N. S. Conceição usará 18 aerogeradores; Ilhéus usará 7 aerogeradores; Pajéu do Vento usará 16 aerogeradores e Planaltina usará 17 aerogeradores. A Tabela 3 resume as informações básicas sobre cada planta de geração.

**Tabela 3. Informações básicas sobre cada planta de geração.**

Unidade	Número de aerogeradores <sup>12</sup>	Modelo <sup>12</sup>	Capacidade Instalada <sup>12</sup>	FCP Bruto <sup>12</sup>
Porto Seguro	4	GE 1.6xle	6.4 MW	41.3%
Igaporã	19	GE 1.6xle	30 MW	47.9%
N. S. Conceição	18	GE 1.6xle	28.8 MW	48.6%

<sup>12</sup> Relatório de Garrad Hassan, nº 105197/ZR/01, Ref. A1.9 Igaporã, A1.10 Ilhéus, A1.11 N. S. Conceição, A1.4 Guirapá, A1.12 Porto Seguro, A1.13 Pajéu dos Ventos and A1.14 Planaltina.



**MDL – Conselho Executivo**

Ilhéus	7	GE 1.6xle	11.2MW	47.6%
Pajéu do Vento	16	GE 1.6xle	25.6 MW	54.8%
Planaltina	17	GE 1.6xle	27.2 MW	54.6%

Conforme já mencionado, a atividade do projeto irá entregar 571.338 MWh/ano de eletricidade renovável para o SIN. A atividade do projeto irá promover a redução de emissões de GHG através da substituição de geração de eletricidade à base de combustíveis fósseis que ocorreriam na ausência da atividade do projeto.

A General Electric Company (GE) é uma das principais fornecedoras globais de turbinas eólicas. Com mais de 13.500 turbinas eólicas instaladas globalmente e mais de 218 milhões de horas de operação e ainda mais de 127.000 GWh de eletricidade produzida, o conhecimento e experiência da GE são produtos de mais de duas décadas. Suas plantas de montagem e produção estão espalhadas pela Alemanha, Noruega, China, Canadá e Estados Unidos da América<sup>13</sup>.

A turbina eólica possui três pás, direção de vento *upwind* e eixo horizontal, com um rotor de 82.5 metros de diâmetro. O rotor da turbina e a nacela são montados no topo de uma torre tubular, conferindo alturas do cubo do rotor de 80 metros ou 100 m. O equipamento emprega controle ativo de direção (projetado para conduzir a máquina em função da direção do vento), controle ativo de passo das pás (projetado para regular a velocidade do rotor da turbina) e um sistema eletrônico conversor integrado ao gerador<sup>14</sup>.

A turbina eólica da série 1.6MW é equipada com um trem posicionador (*drive train*) distribuído, projetado especificamente para abarcar os componentes que incluem rolamentos do eixo principal, caixa de engrenagem, gerador, acionador de direção (*yaw drive*) e painel de controle que estão fixados à base garantindo durabilidade excepcional. O gerador possui sistema que visa controlar os níveis de ruído<sup>15</sup>.

A Tabela 4 abaixo resume as informações técnicas sobre os aerogeradores da GE.

<b>Tabela 4. Série 1.6MW da GE<sup>14</sup></b>		
	<b>GE 1.6 xle</b>	<b>Fonte</b>
<b>Dados Operacionais</b>		
Potência Nominal	1600 kW	- GE Energy. Documentos Técnicos. Sistemas de Geração Eólica. GE 1.6xle – 50 Hz / 60 Hz. Curva de potência calculada. - GE Energy. Análise de capacidade mecânica.
Velocidade de arranque do vento ( <i>cut-in</i> )	3.5 m/s	
Velocidade de paragem do vento ( <i>cut-out</i> )	25 m/s	
Velocidade nominal do vento	11 m/s	

<sup>13</sup> GE Energy. Principais Atividades. Disponível em: [http://www.ge-energy.com/businesses/ge\\_wind\\_energy/en/index.htm](http://www.ge-energy.com/businesses/ge_wind_energy/en/index.htm). Acessado em: 14/07/2010.

<sup>14</sup> GE Energy. Documentos Técnicos. Sistemas de Geração Eólica. GE 1.6 xle – Descrição Técnica e Dados.

<sup>15</sup> GE Energy. 1.5 MW Turbinas Eólicas – Características e Benefícios - [http://www.ge-energy.com/prod\\_serv/products/wind\\_turbines/en/15mw/index.htm](http://www.ge-energy.com/prod_serv/products/wind_turbines/en/15mw/index.htm) - Acessado em 14/07/2010.



**MDL – Conselho Executivo**

Classe de vento - IEC	Iib ( $V_{ref} = 40$ m/s)	
<b>Rotor</b>		
Diâmetro	82.5 m	- GE Energy. Documentos Técnicos. Sistemas de Geração Eólica. GE 1.6 xle – Descrição Técnica e Dados.
Área varrida pelas pás	5,346 m <sup>2</sup>	
Velocidade de rotação	9-18 rpm	
Controle de velocidade	Controle ativo independente de passo das pás.	
<b>Gerador</b>		
Tipo	Gerador de indução duplamente alimentado.	- GE Energy. Documentos Técnicos. Sistemas de Geração Eólica. GE 1.6xle – 50 Hz / 60 Hz. Descrição Técnica e Dados. - GE Energy. . Documentos Técnicos. Sistemas de Geração Eólica. GE 1.6xle – 50 Hz / 60 Hz. Conexão com a Rede.
Potência Nominal	1600 kW	
Voltagem	690 V	
Frequência	60 Hz	
<b>Sistema de freio</b>		
Tipo	- Sistemas independentes com mecanismo de controle de passo de pá acionados eletricamente - Freio mecânico	- GE Energy. Documentos Técnicos. Sistemas de Geração Eólica. GE 1.6 xle – Descrição Técnica e Dados.

Possíveis interferências com o meio ambiente serão minimizadas através da adoção de medidas de mitigação e de controle ambiental.

Os aspectos ambientais da atividade de projeto são discutidos na Avaliação de Impactos Ambientais da atividade de projeto, resumida na Seção D.

As informações disponibilizadas acima demonstram que a atividade de projeto emprega tecnologia ambientalmente segura e confiável.

O fluxo de energia cinética segue do vento ao aerogerador, que o converte em eletricidade, que por sua vez é enviada ao SIN. De acordo com a metodologia aplicada, portanto, o único gás incluído nos limites do projeto é o CO<sub>2</sub>. O fluxograma dos limites do projeto, marcando fisicamente a atividade do projeto, e representando as fontes de emissões e gases inclusos nos limites do projeto, incluindo as variáveis de monitoramento, são demonstradas na Figura 2 na sessão B.3.



**MDL – Conselho Executivo**

**A.4.4. Quantidade estimada de redução de emissões no período de crédito escolhido:**

>>

**Tabela 3.** Quantidade estimada de redução de emissões no período de crédito escolhido.

Anos	Estimativa anual da redução de emissões em toneladas de CO <sub>2</sub> e
<b>A partir de julho de 2012</b>	58.712
<b>2013</b>	117.424
<b>2014</b>	117.424
<b>2015</b>	117.424
<b>2016</b>	117.424
<b>2017</b>	117.424
<b>2018</b>	117.424
<b>Até junho de 2019</b>	58.712
<b>Total de redução estimada (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	<b>821.968</b>
<b>Número total de anos de crédito</b>	7
<b>Média anual de redução estimada no período de crédito (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	117.424

**A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:**

>>

Não há financiamento público envolvido nesta atividade de projeto.

**SEÇÃO B. Aplicação da metodologia de linha de base e de monitoramento**

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

>>

Metodologia consolidada aprovada de linha de base e de monitoramento ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede elétrica através de fontes renováveis”, Versão 12.2.0.

Essa metodologia também se refere às versões mais recentemente aprovadas das seguintes ferramentas:

- “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Versão mais recentemente aprovada no momento de conclusão do DCP: **02.2.0**;
- “Ferramenta para demonstrar e avaliar adicionalidade”. Versão mais recentemente aprovada no momento de conclusão do DCP: **06.0**;

**B.2. Justificativa da escolha da metodologia e o porquê de ser aplicável à atividade de projeto:**

>>

A atividade de projeto proposta consiste na instalação de uma planta de geração de energia renovável conectada à rede elétrica em um local onde não havia planta de energia renovável



---

**MDL – Conselho Executivo**

operando antes da implantação da atividade de projeto (planta *greenfield*). Isso está de acordo com as condições de aplicabilidade da ACM0002/Versão 12.2.0. Por conseguinte, essa metodologia foi aplicada à atividade de projeto.

Além disso, a atividade de projeto preenche as condições remanescentes de aplicabilidade da ACM0002/Versão 12.2.0 das seguintes maneiras:

- “A atividade de projeto é a instalação (...) de uma planta de energia eólica (...)”;
- A atividade de projeto *não* envolve:
  - A substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia no local da atividade de projeto;
  - Plantas de energia que queimam biomassa;
  - Plantas hidroelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento de reservatórios existentes em que a densidade de energia da planta é menor que 4 W/m<sup>2</sup>.

<b>B.3. Descrição das fontes e gases incluídos nos limites do projeto:</b>
--

>>

A extensão espacial dos limites de projeto inclui as plantas de energia do projeto (ou seja, Porto Seguro, Igarorã, N. S. Conceição, Ilhéus, Pajéu do Vento e Planaltina) e todas as plantas de energia conectadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a planta de energia do projeto de MDL está conectada, ou seja, ao SIN. Fontes de emissão e gases incluídos nos limites do projeto estão mostrados na Tabela 6.



MDL – Conselho Executivo

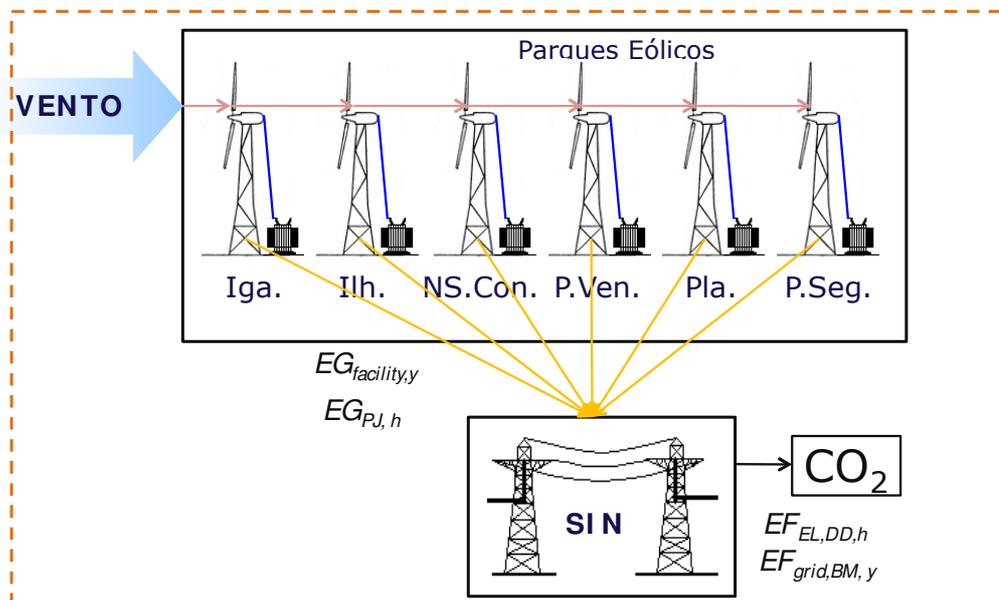
**Tabela 6.** Fontes de emissão incluídas nos limites do projeto, segundo ACM0002/Versão 12.2.0.

<u>Fonte</u>		Gás	Incluído?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Plantas de energia fornecendo eletricidade ao SIN	CO <sub>2</sub>	Sim	Principal fonte de emissão
		CH <sub>4</sub>	Não	Fonte secundária de emissão
		N <sub>2</sub> O	Não	Fonte secundária de emissão
Atividade de projeto	Para plantas de energia geotérmica, emissões fugitivas de CH <sub>4</sub> e CO <sub>2</sub> a partir de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico	CO <sub>2</sub>	Não	Não se aplica
		CH <sub>4</sub>	Não	Não se aplica
		N <sub>2</sub> O	Não	Não se aplica
	Emissões de CO <sub>2</sub> a partir da queima de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em plantas de energia térmica solar e plantas de energia geotérmica	CO <sub>2</sub>	Não	Não se aplica
		CH <sub>4</sub>	Não	Não se aplica
		N <sub>2</sub> O	Não	Não se aplica
	Para plantas hidroelétricas, emissões de CH <sub>4</sub> a partir do reservatório	CO <sub>2</sub>	Não	Não se aplica
		CH <sub>4</sub>	Não	Não se aplica
		N <sub>2</sub> O	Não	Não se aplica

Um diagrama de fluxo dos limites do projeto, delineando fisicamente a atividade de projeto e representando as fontes de emissão e gases incluídos nos limites do projeto e as variáveis monitoradas, é mostrado na Figura 2.



MDL – Conselho Executivo



Legenda:

	Vento	$EG_{facility,y}$ $EG_{PJ,h}$	Eletricidade fornecida à rede
	Eletricidade	$EF_{EL,DD,h}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> para plantas de energia conectadas à rede no topo da ordem de despacho
	Limite do Projeto	$EF_{grid,BM,y}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de construção

**Figure 2.** Limites do projeto. Variáveis monitoradas são mostradas. Emissões de linha de base consistem nas emissões de CO<sub>2</sub> a partir da queima de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade por plantas conectadas ao SIN, como refletido na margem combinada.

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

>>

Conforme a ACM0002/Versão 12.2.0, como a atividade de projeto consiste na instalação de uma nova planta/unidade de energia renovável conectada à rede elétrica, o cenário de linha de base é o seguinte:

*“Eletricidade exportada para a rede elétrica pela atividade de projeto seria de outra forma gerada pela operação de plantas de energia conectadas à rede elétrica e pela adição de novas fontes de geração, como refletido pelos cálculos da margem combinada (MC) descritas na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.*

**B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de GEE por fontes são reduzidas abaixo daquelas que ocorreriam na ausência da atividade de projeto de MDL registrado (avaliação e demonstração de adicionalidade):**

>>



---

## MDL – Conselho Executivo

Conforme a ACM0002/Versão 12.2.0, a adicionalidade da atividade de projeto deve ser demonstrada e acessada usando a versão mais recente (06.0) da “Ferramenta para demonstrar e avaliar adicionalidade”.

### ***Passo 1: Identificação de alternativas para a atividade de projeto consistentes com as leis e regulamentações vigentes***

#### ***Subpasso 1a: Definir alternativas para a atividade de projeto:***

Os cenários alternativos realísticos e confiáveis identificados disponíveis para os participantes do projeto são:

- A atividade de projeto implementada sem o registro da atividade de projeto como MDL;
- A continuação do cenário atual (atividade de projeto não implementada).

#### ***Subpasso 1b: Consistência com as leis e regulamentações vigentes:***

Todas as alternativas identificadas estão em acordo com as leis e regulamentações.

Resultado do Passo 1: *As alternativas da atividade do projeto que são consistentes com as leis e regulamentações vigentes são (a) a atividade do projeto implementada sem o registro da atividade do projeto como MDL e (b) A continuação do cenário atual (atividade de projeto não implementada).*

### ***Passo 2: Análise de investimento***

A análise de investimento determina se a atividade de projeto é economicamente ou financeiramente viável, sem as receitas venda de Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

A análise de investimento foi conduzida conforme a “Ferramenta para demonstrar e avaliar adicionalidade” versão 06.0 e as “Diretrizes para Avaliação da Análise de Investimento” versão 5.0, portanto os seguintes subpassos devem ser seguidos:

#### ***Subpasso 2a: Determinar o método de análise apropriado***

A atividade de projeto gera outras rendas além da relacionada ao MDL, portanto, a análise de custo simples não pode ser aplicada. A análise de comparação de investimento não é usada porque alternativas de investimento não foram analisadas no contexto do processo de decisão. Por conseguinte, será adotada a análise de *benchmark* (Opção III).

#### ***Subpasso 2b: Opção III. Aplicar a análise de benchmark***

##### Identificação do indicador financeiro

O método de Taxa Interna de Retorno do Projeto (TIRP) foi considerado como o mais apropriado, uma vez que é mais adequado para o tipo de projeto, além de ser o usual para o proponente do projeto.



---

**MDL – Conselho Executivo**

Identificação do *benchmark*

De acordo com as “Diretrizes para a Avaliação de Análise de Investimento” vs. 3.1, parágrafo 12: “o Custo Médio Ponderado de Capital (CPMC) é um benchmark apropriado para a TIR do Projeto”.

O custo médio do financiamento de patrimônio líquido ( $K_e$ ) foi calculado utilizando o Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (MPAF), um modelo de precificação amplamente usado no meio acadêmico e de negócios<sup>16</sup> (os dados de entrada incluem dados publicamente disponíveis e parâmetros padrão do mercado brasileiro<sup>17</sup>).

i) Cálculo do retorno necessário/esperado do patrimônio ( $K_e$ )

O retorno necessário/esperado do patrimônio foi calculado através do Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (MPAF) e definido como o benchmark para o retorno financeiro para os acionistas da companhia. As equações são descritas abaixo:

$$K_e = R_f + \beta (R_m - R_f) \quad (\text{Equação 1})$$

$$\beta = \frac{\text{Cov}(R_i, R_M)}{\sigma_M^2} \quad (\text{Equação 2})$$

$K_e$  = retorno necessário/esperado do patrimônio obtido através da equação 1.

$R_f$  = Retorno Esperado sobre um Investimento Livre de Risco

Dados usados: Taxa de Longo Prazo do Tesouro Brasileiro (tipo NTN-B) dos anos 2006, 2007, 2008, 2009.

Racional: Governos controlam a impressão da moeda, o que reduz a probabilidade de inadimplência, aproximando assim de um conceito de investimento livre de risco. A taxa do Tesouro usada é a NTN-B (data de validade: 15 de maio de 2035), que é uma taxa de longo prazo que reflete um horizonte comparável a um investimento em um projeto eólico no Brasil.

Fonte: Publicamente disponível – Tesouro Nacional Brasileiro: [http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro\\_direto/](http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/)

$R_m$  = Retorno Esperado sobre um Investimento de Risco (Retorno de Mercado)

Dados usados: Retorno diário do índice Bovespa dos anos 2006, 2007, 2008, 2009.

---

<sup>16</sup> Custo de Capital para Geração de Energia Hídrica no Brasil por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs); e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) até 50 MW no Contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. ISAE/FGV, Brasil. Disponível em: <http://www.carbonnews.com.br/downloads/wacc.pdf>. Acessado em: 04/03/2011.

<sup>17</sup> Como definido na “Ferramenta para demonstrar e avaliar adicionalidade”, vs. 6.0, Sub-passo 2b, Opção III: “a análise financeira/econômica deve ser baseada em parâmetros que são padrões no mercado, considerando as características específicas do tipo do projeto, mas não relacionadas à expectativa subjetiva de rentabilidade ou perfil de risco de um desenvolvedor de projeto particular”.



---

**MDL – Conselho Executivo**

Racional: De acordo com o sítio de internet da BMF&Bovespa: “O *índice Bovespa* é o principal indicador do desempenho médio do mercado brasileiro. A relevância do Ibovespa vem de dois fatos: ele reflete a variação das ações mais comercializadas da BM&FBOVESPA e tem tradição, tendo mantido a integridade de suas séries históricas sem qualquer alteração metodológica desde sua implementação em 1968”. Portanto é um índice confiável para refletir os retornos sobre investimentos de risco (retorno do mercado).

Fonte: Publicamente disponível - BMF&BOVESPA: <http://www.bmfbovespa.com.br>

Nota: De maneira a obter as taxas de retorno de mercado ( $R_m$ ) em termos reais, a seguinte fórmula foi usada:  $R_m = [(1 + \text{Nominal } R_m) / (1 + \text{Inflação})] - 1$ . O índice de inflação usado foi o IPC-A, que é o índice mais consistente, já que é o índice usado para os ajustes anuais nos preços de eletricidade (conforme as regras do Leilão de Reserva), além de servir para ajustar o valor nominal das NTN-B.

$R_i$  = Retorno esperado sobre um investimento no setor de energia

Dados usados: Retorno diário do índice Bovespa dos anos 2006, 2007, 2008, 2009.

Racional: De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, Subpasso 2b, parágrafo 5: “Ao aplicar a Opção II ou III, a análise financeira/econômica será baseada em parâmetros que são padrão no mercado, considerando as características específicas do tipo de projeto, mas não ligados à expectativa subjetiva de rentabilidade ou perfil de risco de um desenvolvedor de projeto em particular”.

O Índice de Energia Elétrica da BMF&Bovespa (IEE) satisfaz essa ferramenta aplicada de adicionalidade já que, de acordo com a BMF&Bovespa o índice tem “o objetivo de fornecer uma visão segmentada do desempenho do mercado. Eles são compostos das companhias mantidas publicamente mais significativas de setores econômicos específicos, representando o desempenho agregado do setor considerado”.

Fonte: Publicamente disponível - BMF&BOVESPA: <http://www.bmfbovespa.com.br>

$\beta$  = Sensibilidade dos retornos de investimento aos retornos do mercado através da equação 2. Onde:  $Cov(R_i, R_m)$  é a covariância do Retorno de Investimento ( $R_i$ ) e do Retorno de Mercado ( $R_m$ ), e  $\sigma_M^2$  é a Variância do Retorno de Mercado.

Nota: Os dados referentes a 2009 consideram o período de 01 de Janeiro a 11 de Dezembro de maneira a refletir a informação disponível até a data de início da atividade do projeto em 14 de Dezembro de 2009, data da realização do segundo Leilão de Reserva (maiores detalhes na no fim da sessão B.5.).

ii) Benchmark estabelecido

A taxa de retorno necessária/esperada atingida com as premissas descritas e calculada na planilha “*Electricity Sector Benchmark-Renova A6 and A8.xlsx*” é de 15,28% em termos reais. Esse é o benchmark definido para avaliar a adicionalidade da atividade de projeto e pode ser comparado à TIRP.

***Subpasso 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros***

Cálculo da TIRP:



---

**MDL – Conselho Executivo**

A planilha de fluxo de caixa contempla as seguintes premissas principais:

- Premissa 1 – Tarifa da Eletricidade

A tarifa de eletricidade de R\$/MWh 146,94 é evidenciada pelo documento publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, referente aos resultados do 2º Leilão de Energia de Reserva (dezembro/2009) (fornecidos à EOD).

- Premissa 2 – Quantidade contratada e geração esperada

A geração esperada de energia é evidenciada pelas simulações e Certificado emitido pela Garrad Hassan<sup>18</sup> e refletem a geração líquida esperada de energia no longo prazo com probabilidade de excedente de 50% (P50), que corresponde a 60,18 MW por ano (após a aplicação de 2,5% de perdas energéticas na Rede Brasileira para a atividade de projeto em questão de acordo com as condições explicadas na cláusula 5.3 do “Anexo II – Contrato de Energia de Reserva”).

A energia contratada de 55 MW é a quantidade fixa de energia autorizada para venda pela agência regulatória brasileira, e a quantidade máxima de energia sujeita à venda no leilão. A energia variável (maior ou menor que a quantidade fixa) também deve ser considerada de acordo com as condições explicadas na cláusula 6 do “Anexo II – Contrato de Energia de Reserva” das “Regras do 2º Leilão de Energia de Reserva”.

Nota: Este é um valor otimista para a geração de energia esperada, considerando as condições naturais do vento e o fator pioneiro dos projetos de energia eólica no Brasil. Para exemplificar isso, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES<sup>19</sup> considera uma probabilidade de excedente de 90% - P90 (evidenciada pela apresentação do BNDES), portanto uma geração aproximadamente 17% menor que P50 (essa estimativa de redução pode variar entre usinas eólicas e pode ser verificada conforme descrito na certificação de geração eólica fornecida à EOD).

- Premissa 3 – Investimentos

Os investimentos apresentados na planilha financeira são baseados no Memorando de Entendimento entre o proponente do projeto e o fornecedor de turbinas eólicas, que representa mais de 80% dos investimentos em bens de capital (CAPEX). O percentual remanescente desta premissa foi estimado através do “Estudo de Implantação e Estimativa de Custo” desenvolvido pelo consórcio formado pelas empresas Engineering S.A and Laureano & Meirelles Engenharia S.A, que visam o desenvolvimento de serviços especializados relacionados à determinação dos custos de investimento para plantas de geração de eletricidade (terceira parte).

---

<sup>18</sup>Disponível em: <http://www.gl-garradhassan.com/en/aboutus.php> . Acessado em: 06/06/11.

<sup>19</sup> Banco Federal, BNDES é o principal financiador multi-setorial de longo prazo, com foco de atuação social, regional e ambiental. Disponível em: [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/O\\_BNDES/A\\_Empresa/](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/O_BNDES/A_Empresa/). Acessado em: 06/06/11.



---

## MDL – Conselho Executivo

As evidências disponíveis para esse dado de entrada foram obtidas através de empresas com reconhecida experiência, já que a GE é um dos maiores fornecedores de turbinas globais e o consórcio tem larga experiência em estudos de viabilidade localmente<sup>20</sup>. Tal consistência, que é adequada e conservadora, indica um valor total de CAPEX de R\$ 3.640.650,18 / MW.

- Premissa 4 – Operação e Manutenção (O&M)

O valor total de O&M é composto pela O&M das Plantas Eólicas (evidenciado pelo Memorando de Entendimento com a General Electric) e a O&M das linhas de transmissão (evidenciado pela proposta comercial de transmissão), totalizando R\$ 85.000,00/turbina por ano.

- Premissa 5 – Custos de Transmissão

Os custos de transmissão da atividade do projeto são divididos em duas categorias. (i) TUST (Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão), que é o custo de transmissão para os participantes do Leilão e refere-se à aos custos de transmissão para o SIN (valores considerados de acordo com a Nota Técnica 092/2009 de 09 de Novembro de 2009<sup>21</sup>). (ii) ICG (Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada), que se referem aos custos de transmissão relacionados a soluções de transmissão dedicadas a atividade do projeto.

- Premissa 6 – Políticas nacionais e/ou setoriais

De acordo com o subpasso 2c da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, no cálculo do indicador financeiro apropriado “*inclua todos os custos relevantes (inclusive, por exemplo, o custo de investimento, os custos de operação e manutenção), e receitas (excluindo receitas de RCE, mas possivelmente incluindo, entre outros, incentivos e subsídios fiscais<sup>22</sup>, assistência oficial para o desenvolvimento, etc., quando aplicável), e, como apropriado, custos e benefícios externos ao mercado para o caso de investidores públicos se essa for a prática padrão para a seleção de investimentos públicos no país anfitrião*”. Com relação aos “Esclarecimentos sobre a consideração de políticas ou regulações nacionais e/ou setoriais e circunstâncias em cenários de linha de base” (versão 2), “(b) Políticas ou regulações nacionais e/ou setoriais que conferem vantagens comparativas a tecnologias menos intensivas em emissões em relação a tecnologias mais intensivas em emissões (por exemplo, subsídios públicos para promover a difusão de energias renováveis ou para financiar programas de eficiência energética)”, são consideradas políticas do tipo E-. Se esse tipo de política tiver sido implementada desde a adoção das Modalidades & Procedimentos (M&P) do MDL (decisão 17/CP.7, 11 de novembro de 2001) pela COP, ela não precisa ser levada em consideração.

---

<sup>20</sup> Sítio de internet da empresa: <http://www.engineering.com.br/>

<sup>21</sup> Nota Técnica 092/2009 de 09 de Novembro de 2009. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh2009907.pdf>. Acessado em 06/06/2011

<sup>22</sup> Veja guia do EB sobre a consideração de políticas nacionais/locais/setoriais e medidas para a definição da linha de base.



---

## MDL – Conselho Executivo

Considerando esses esclarecimentos por parte do Conselho Executivo do MDL, a seguinte política setorial foi implementada no Brasil para oferecer incentivos à implementação e difusão de plantas de energia renovável:

*Desconto de 50% sobre as tarifas de transmissão de energia:*

Um dos custos associados à operação de centrais elétricas no Brasil refere-se à transmissão e distribuição da eletricidade gerada. Para induzir a implementação de centrais elétricas renováveis pelo setor privado, o governo brasileiro criou um incentivo específico referente aos custos de transmissão para diferentes tipos de centrais de energia.

O incentivo mencionado, criado pela ANEEL, determina uma política setorial de redução de 50% das tarifas de uso de sistemas elétricos para transmissão e distribuição, por parte de centrais hidrelétricas e para aquelas baseadas em energia solar, eólica, de biomassa ou por cogeração qualificada, em que a quantidade de energia injetada no sistema de transmissão e distribuição é menor ou igual a 30.000 kW. Esse benefício foi criado em 26 de abril de 2002 pela Lei 10.438, que determinou que a ANEEL deveria estipular uma redução não inferior a 50% nas tarifas de transmissão.

A Resolução Normativa 77<sup>23</sup>, emitida em 18 de agosto de 2004, estabelece os procedimentos relativos à redução tarifária, em que é mencionado que a Lei 10.762, de 11 de novembro de 2003, estende aos projetos de geração de energia tipificados acima a redução da TUST.

Como descrito anteriormente, esse tipo de política não precisa ser levado em consideração no cálculo do indicador financeiro da atividade de projeto se tiver sido criada após a adoção das M&P do MDL. Diante disso, o desconto da TUST (tarifa de transmissão) não foi considerado no cálculo do indicador financeiro apropriado – a TIR do Projeto.

- Premissa 7 – Custos de dívida e financiamento

O BNDES é considerado como forma de estrutura financeira pelos seus termos padrões para plantas eólicas. Os termos definidos pelos tomadores de decisão da companhia são: 75% do investimento necessário financiado por dívida e taxa de juros composta pela taxa TJLP + 0,9% + 1,5% de risco, com dois anos de carência e 16 anos de amortização. Esses termos são baseados em projetos prévios e condições de mercado. O risco está de acordo com a indicação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES para projetos eólicos (de acordo com a apresentação do BNDES fornecida à EOD).

- Premissa 8 – Impostos

Imposto de Renda – Todas as Sociedades de Propósito Específico (SPE) da atividade de projeto são elegíveis ao regime presumido de lucro já que seus rendimentos brutos são menores que R\$ 48.000.000,00 (artigo 46 da Lei 10.637 datada em 2002). De acordo com a Regulação do Imposto de Renda de 1999 (RIR/99) a porcentagem aplicável sobre a receita bruta é de 8% e o percentual sobre a renda é de 25%.

---

<sup>23</sup> Resolução Normativa 77 emitida em 18 de agosto de 2004 pela ANEEL:  
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004077.pdf>



**MDL – Conselho Executivo**

PIS/PASEP (Programa de Integração Social/Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público) – 0,65% é aplicado de acordo com o artigo 52 da Instrução Normativa #247, de Novembro de 2002.

Cofins (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) – 3,00% são aplicados de acordo com o artigo 52 da Instrução Normativa #247, de novembro de 2002.

- Premissa 9 – Período de Avaliação

O período total de avaliação é de 20 anos desde a data de início das operações, de 01/07/2012, de acordo com o período do Acordo de Compra e Venda de Energia do leilão (PPA - Power Purchase Agreement).

O Anexo II do Contrato de Energia de Reserva das Regras do Leilão afirma que o fim do contrato de energia de reserva é estabelecido em 30 de junho de 2032 e que essa data não afeta direitos ou obrigações das partes que ocorreram previamente a esse evento (parágrafos 4.1 e 4.6). Como a renda variável é recebida em 24 pagamentos mensais do próximo quadriênio (parágrafo 8.14 do Anexo II – Contrato de Energia de Reserva), dois anos devem ser adicionados depois do fim do PPA para contabilizar as rendas variáveis recebíveis.

O resumo das premissas discutidas são apresentadas a seguir:

**Tabela 7.** Resumo das Premissas

Resumo de Premissas		
Item	Valor	Evidencia/Racional
Tarifa da Eletricidade	R\$/MWh 146,94	Resultado do Leilão
Eletricidade Contratada	55 MW	Resultado do Leilão
Geração líquida esperada	60,18 MW	Certificado de Garrad Hassan
CAPEX	R\$/MW 3.640.650,18	Memorando de Entendimento entre proponente e fornecedor
O&M	R\$/turbina/ano - 85.000	Memorando de Entendimento entre proponente e fornecedor e evidências de negociações.
TUST	de 5,33 a 4,31 R\$/KW/mês	Nota Técnica 092/2009 de 09 de Novembro de 2009.
ICG	R\$/MW 3.000	Estimativa Própria elaborada por Equipe Técnica.
Taxa de risco	2,40%	Apresentação do BNDES; Estimativa Própria.
Imposto sobre renda	25%	Regulação de Imposto de Renda (RIR/99).
PIS/PASEP	0,65% Receita Bruta	Instrução Normativa #247.
Cofins	3% of Receita Bruta	Instrução Normativa #247.

Resultado:

Após aplicação dos pressupostos enumerados acima e outros descritos na planilha de análise de investimento, a TIRP é de 9,18% em termos reais.





---

**MDL – Conselho Executivo**

Portanto, é muito improvável que mudanças no CAPEX resultem em melhoras no desempenho do projeto acima do benchmark.

Operação e Manutenção (O&M)

Variação necessária para atingir o benchmark: Não é possível.

Comentários: Mesmo se os custos de O&M caíssem para zero, o benchmark não seria atingido.

A análise de sensibilidade demonstra que a análise de investimento consiste em um argumento válido a favor da adicionalidade da atividade de projeto proposta, já que consistentemente suporta, para uma gama realística de pressupostos, a conclusão de que é improvável que a atividade de projeto sem os rendimentos de RCEs seja atrativa financeiramente/economicamente.

Resultado do Passo 2: É improvável que a atividade de projeto, sem os rendimentos de RCEs, seja atrativa financeiramente/economicamente.

***Passo 3: Análise de barreiras***

Esse passo não foi aplicado.

***Passo 4: Análise de prática comum***

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

A maioria dos empreendimentos eólicos no Brasil foi construída sob os incentivos do PROINFA. Este programa foi lançado em 2002 sendo subsequentemente substituído pelo sistema de leilões, no qual a atividade de projeto se insere. Nesse sentido, a análise de prática comum foi conduzida considerando todos os projetos de geração eólica no Brasil. Tais projetos tendem a serem semelhantes à atividade do projeto devido ao acesso da mesma forma de financiamento, tipos de tecnologia e quadro regulatório. No subpasso 4b essas atividades similares são analisadas, embasando a conclusão que: nenhum destes pode ser considerado comparável à atividade de projeto ora discutida, devido aos instrumentos financeiros ou ao tamanho do projeto.

Há 36 plantas de energia eólica em operação no Brasil, somando 106,560 MW de capacidade instalada, o que representa 0,39% da capacidade instalada total do país (Tabela 7).



**MDL – Conselho Executivo**

Tabela 8. Empreendimentos de geração de eletricidade em operação no Brasil\*

Capacidade Instalada até 2009			
Empreendimentos em Operação			
TIPO	Quantidade	Potência (MW)	%
Grandes Centrais Hidroelétricas*	165	75.484	70,83
Plantas Termoelétricas	1.313	25.350	23,79
Pequenas Centrais Hidroelétricas (1 MW - 30 MW)	356	2.953	2,77
Mini e Micro Centrais Hidroelétricas ( $\leq 1$ MW)	307	173	0,15
Plantas Nucleares	2	2.007	1,99
Plantas de Energia Eólica	36	602	0,39
Plantas Solares	1	0	0
<b>SUBTOTAL</b>	<b>2.180</b>	<b>106.569</b>	<b>100</b>

\* Considerada Itaipu nacional (7.000 MW)

\*Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Banco de Informação de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acessado em: 28/11/2011.

Os dados na Tabela 7 mostram que a participação da energia eólica ainda não é significativa na matriz energética brasileira. Além do mais, deve-se notar que a maioria dos empreendimentos eólicos no Brasil se beneficia dos incentivos do PROINFA<sup>24</sup>

PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) foi lançado em 2002 com o objetivo de aumentar a participação da eletricidade produzida a partir de biomassa, de fonte eólica e de pequenas centrais hidroelétricas no SIN. O PROINFA é baseado no aumento de tarifas e foi elaborado de modo a ter duas fases. Na primeira fase, inicialmente determinou-se uma cota de 3,3 GW de nova capacidade de geração igualmente distribuída entre eólicas, biomassa e pequenas hidroelétricas. Após o início do programa, parte da cota de biomassa foi transferida para projetos eólicos<sup>24</sup>.

O programa prevê a implementação de 144 plantas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo que 1.191,24 MW provem de 63 pequenas centrais hidroelétricas (1 MW – 30 MW), 1.422,92 MW de 54 plantas eólicas e 685,24 MW de 27 plantas de biomassa<sup>24</sup>.

Projetos desenvolvidos no PROINFA possuem Contrato de Compra de Energia de 20 anos assinado com a companhia estatal de eletricidade ELETROBRÁS<sup>24</sup>. O PROINFA ajusta previamente o preço pago aos produtores pela eletricidade com valor econômico específico para a tecnologia empregada, que é definido como o valor que garante, por um tempo preestabelecido e nível de eficiência definido, a viabilidade econômica de um projeto típico

<sup>24</sup> Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>. Data de acesso: 11/06/2010.



---

**MDL – Conselho Executivo**

baseado em fontes alternativas de energia. É importante ressaltar que os preços pagos pelo PROINFA são mais elevados que aqueles praticados no mercado<sup>25</sup>.

***Subpasso 4b: Discutir quaisquer Opções similares que estão ocorrendo:***

Subpasso 4b é conduzido de acordo com as “Diretrizes de Prática Comum” versão 01.0 (Anexo 12, CE63)

Passo 1: Calcular a gama de resultados aplicáveis como sendo +/-50% da geração prevista ou capacidade instalada da atividade do projeto.

A atividade do projeto possui 129,2 MW de capacidade instalada, logo apenas projetos com capacidade instalada entre 64,6 MW e 193,8 MW serão considerados nos cálculos.

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todos os projetos que possuem a mesma capacidade ou que geram a mesma quantidade de energia, dentro da gama de resultados aplicáveis calculados no Passo 1, conforme a atividade de projeto proposta e tenham começado suas operações comerciais antes da data de início do projeto. Anotar seus números  $N_{all}$ . Atividades de projeto MDL registradas não devem ser inclusas neste Passo;

O participante do projeto conduziu pesquisa nos sítios de internet da ANEEL, da CQNUMC, além de outros documentos confiáveis para identificar o número de projetos operacionais na data de início do projeto e, a partir desta base de dados, todos aqueles que são atividades de projetos MDL registrados. O número identificado de projetos aplicáveis na área de geração  $N_{all}$  é igual a 1.

Passo 3: Considerando as plantas identificadas no Passo 2, identificar aquelas que usam tecnologia diferente da proposta na atividade do projeto. Anotar o número  $N_{diff}$ .

O único projeto identificado no Passo 2 é Praia Formosa, que é beneficiária dos incentivos do PROINFA, que faz parte de uma política de incentivos, já explicada no subpasso 4a.

Passo 4: Calcular o fator  $F=1-N_{diff}/N_{all}$ , que representa o percentual de plantas usando tecnologia similar à tecnologia usada na atividade de projeto proposta em todas as plantas que tenham a mesma capacidade instalada ou de geração da atividade de projeto proposta.

$$\text{Fator } F = 1 - 1/1 = 0$$

*A atividade de projeto proposta é “prática comum” dentro de um setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior que 0,2 e  $N_{all}-N_{diff}$  for maior que 3. Como nenhuma destas condições são verdadeiras, então a atividade do projeto proposta não é considerada prática comum.*

---

<sup>25</sup> Alves de Brito, M.L. 2009. Investments in Wind Energy in Brazil: Comparing PROINFA and CDM project finance. Tese de Mestrado. Graduate School of Humanities and Social Sciences. University of Tsukuba, Japan.



**MDL – Conselho Executivo**

Resultado do Passo 4: *A atividade do projeto não é prática comum no setor relevante no país.*

Resultado de B5: *Considerando que todos os passos foram cumpridos satisfatoriamente, conclui-se que a atividade do projeto é adicional.*

**Demonstração e avaliação de consideração prévia de MDL**

Conforme as “Diretrizes para demonstração e avaliação de consideração prévia de MDL” (Versão 4 – Anexo 13/CE62), “para atividades de projeto com data de início em ou após 02 de agosto de 2008, os participantes do projeto devem informar à AND da Parte Anfitriã e ao Secretariado da CQNUMC por escrito o início da atividade de projeto e sua intenção em buscar o status de MDL”.

A Data de Início da atividade do projeto, 14 de Dezembro de 2009, representa a realização do 2º *Leilão de Energia de Reserva - Leilão nº 003/2009 - LER-2009*<sup>26</sup>, no qual as seis plantas de geração de eletricidade: Porto Seguro, Igarapã, N. S. Conceição, Ilhéus, Pajéu do Vento e Planaltina celebraram contrato de energia, além do contrato de fornecimento de turbinas e serviços, que representam mais de 75% dos investimentos em bens de capital do projeto validado. De acordo com o Memorando de Entendimento assinado com a General Electric em 04 de Dezembro de 2009, em caso de sucesso do participante do projeto no Leilão de Energia de Reserva, este e a General Electric se comprometem<sup>27</sup> a (ou, no caso do Comprador, levar seus afiliados à celebrar) à celebrar um ou mais contratos para o fornecimento de turbinas eólicas (o principal componente dos investimentos totais). Portanto e em linha com o, Glossário de termos do MDL (versão 05), a data de início da atividade do projeto se deu em 14 de Dezembro de 2009.

Os participantes do projeto informaram à AND brasileira e ao Secretariado da CQNUMC o início da atividade de projeto e a sua intenção em buscar o status de MDL. Tal notificação foi feita dentro dos seis meses após a data de início da atividade do projeto e contém uma breve descrição da atividade de projeto e a localização geográfica precisa da planta do projeto.

Essas notificações foram feitas usando o formulário padronizado F-MDL- Consideração Prévia e foram enviadas para a AND brasileira e o Secretariado da CQNUMC em 09/06/2010, tendo o recebimento desses documentos sido confirmado subsequentemente.

Evidências documentais dessas notificações foram disponibilizadas para a EOD durante a validação.

**B.6. Redução de emissões:**

**B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:**

<sup>26</sup> 2º Leilão de Energia de Reserva - Leilão nº 003/2009 - LER-2009. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=ec41d74d98114210VgnVCM1000005e01010aRCRD>. Acessado em 13/07/2010.

<sup>27</sup> Artigo 1º do Memorando de Entendimento assinado com a GE em 4 de Dezembro de 2009.



---

**MDL – Conselho Executivo**

>>

**Emissões do projeto:**

Conforme a ACM0002/Versão 12.2.0, como a atividade de projeto não é uma planta geotérmica, solar nem hídrica,  $PE_y = 0$ .

**Emissões de linha de base**

As emissões de linha de base devem ser calculadas da seguinte maneira:

$$(1) \quad BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y}$$

Onde:

$BE_y$  = Emissões de linha de base no ano y (tCO<sub>2</sub>/ano);

$EG_{PJ,y}$  = Quantidade líquida de eletricidade gerada que é produzida e exportada para a rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano);

$EF_{grid,CM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada para a geração de energia conectada à rede elétrica no ano y e calculada usando a versão mais recente (02.2.0) da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” (tCO<sub>2</sub>/MWh).

Cálculos de  $EG_{PJ,y}$

Como a atividade de projeto consiste na instalação de uma nova planta de energia renovável conectada à rede elétrica em um local onde não havia nenhuma planta de energia renovável em operação antes da implementação da atividade de projeto, então:

$$(2) \quad EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

Onde:

$EG_{PJ,y}$  = Quantidade líquida de eletricidade gerada que é produzida e exportada para a rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano);

$EG_{facility,y}$  = Quantidade líquida de geração de eletricidade exportada pela planta/unidade de projeto para a rede elétrica no ano y (MWh/ano).

Cálculos de  $EF_{grid,CM,y}$

As plantas do projeto irão fornecer energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN). A AND brasileira publicou o delineamento do SIN a ser adotado em projetos de MDL. Pela Resolução nº 08 da AND brasileira, a rede elétrica desta atividade de projeto é considerada como um sistema único composto pelos dois sub-mercados do SIN e é definida como o sistema elétrico do projeto. Plantas não conectadas à rede não serão incluídas nos cálculos de  $EF_{grid,CM,y}$ .



**MDL – Conselho Executivo**

$EF_{grid,CM,y}$  será calculado usando a versão mais recente (02.2.0) da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”. A seguinte fórmula será aplicada:

$$(3) \quad EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM} \cdot w_{BM}$$

Onde:

$EF_{grid,CM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$EF_{grid,BM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de construção no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$EF_{grid,OM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de operação no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$w_{OM}$  = Ponderação do fator de emissão da margem de operação (75%);

$w_{BM}$  = Ponderação do fator de emissão da margem de construção (25%).

Os fatores de ponderação para as margens de operação e construção foram selecionados de acordo com as diretrizes fornecidas na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”, v. 02.2.0.

$EF_{grid,OM,y}$  será calculado de acordo com a *análise de dados de despacho*. Por esse método, o fator de emissão da margem de operação é determinado baseado nas plantas de energia conectadas à rede que estão efetivamente despachando na margem durante cada hora h em que o projeto está produzindo eletricidade e  $EF_{grid,OM-DD,y}$  é calculado da seguinte maneira:

$$(4) \quad EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de operação no ano y na análise de dados de despacho (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$EG_{PJ,h}$  = Geração de eletricidade pela atividade na hora h do ano y (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> para plantas de energia conectadas à rede no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$EG_{PJ,y}$  = Eletricidade total substituída pela atividade de projeto no ano y (MWh);

$h$  = Horas no ano y nas quais a atividade de projeto está gerando eletricidade;

$y$  = Ano no qual a atividade de projeto está exportando eletricidade para a rede elétrica.



## MDL – Conselho Executivo

Para o período de crédito, o fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo aquelas unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se as informações até o ano de registro ainda não estiverem disponíveis, incluindo as unidades construídas até o último ano sobre o qual as informações estiverem disponíveis.

### Fugas

De acordo com a Metodologia ACM0002, versão 12.2.0, “nenhuma emissão fugitiva é considerada. As principais emissões potencialmente geradoras de emissões de fuga, no âmbito dos projetos do setor elétrico são as emissões resultantes de atividades como a construção de usinas e emissões upstream de combustíveis fósseis (e.g., extração, processamento, transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas.”

### Redução de emissões

A redução de emissões pela atividade de projeto durante um dado ano  $y$  é calculado da seguinte maneira:

$$(5) \quad ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

$ER_y$  = Redução de emissões da atividade de projeto durante o ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e)

$BE_y$  = Emissões da linha de base durante o ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e)

$PE_y$  = Emissões do projeto durante o ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e)

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

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$w_{OM}$
Unidade:	Fração
Descrição:	Ponderação do fator de emissão da margem de operação
Fonte do dado usada:	“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Versão 02.2.0
Valor usado:	75%
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medida e procedimentos usados:	Valor determinado para plantas de energia eólica
Comentários:	Este valor será aplicado nos períodos subsequentes.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$w_{BM}$
Unidade:	Fração
Descrição:	Ponderação do fator de emissão da margem de construção
Fonte do dado usada:	“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Versão 02.2.0



**MDL – Conselho Executivo**

Valor usado:	25%
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medida e procedimentos usados:	Valor determinado para plantas de energia eólica
Comentários:	Este valor será aplicado nos períodos subseqüentes.

**B.6.3. Cálculo *ex-ante* da redução de emissões:**

>>

As reduções de emissões foram estimadas *ex-ante* da seguinte maneira:

$$(6) \quad BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y}$$

Onde:

$BE_y$  = Emissões de linha de base no ano y (117.424 tCO<sub>2</sub>/ano);

$EG_{PJ,y}$  = Quantidade líquida de eletricidade gerada que é produzida e exportada para a rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (571.338 MWh/ano);

$EF_{grid,CM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada para a geração de energia conectada à rede elétrica no ano y calculada usando a versão mais recente (02.2.0) da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” (0,2055 tCO<sub>2</sub>/MWh), conforme detalhado na Tabela 9.

Conforme a ACM0002/Versão 12.2.0, para esta atividade de projeto, as emissões do projeto são zero ( $PE_y = 0$ ) e as emissões fugitivas não são consideradas.

$$(7) \quad ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

$ER_y$  = Redução de emissões da atividade do projeto durante o ano y (117.424 tCO<sub>2</sub>e)

$BE_y$  = Emissões da linha de base durante o ano y (117.424 tCO<sub>2</sub>e)

$PE_y$  = Emissões do projeto durante o ano y (0 tCO<sub>2</sub>e)

Para maior detalhamento do cálculo *ex-ante*, veja planilha em anexo “ex\_ante\_Renova\_06\_08.xls”. Os parâmetros usados para os cálculos *ex-ante* estão compilados na Tabela9.



MDL – Conselho Executivo

Tabela 9. Parâmetros usados para os cálculos *ex-ante*

Parâmetro	Unidade	Valor	Descrição	Comentário
ER <sub>y</sub>	tCO <sub>2</sub> /ano	117.424	Redução de emissões no ano y	Calculado
BE <sub>y</sub>	tCO <sub>2</sub> /ano	117.424	Emissões da linha de base no ano y	Calculado
PE <sub>y</sub>	tCO <sub>2</sub> /ano	-	Emissões do projeto no ano y	Para esta atividade de projeto (projeto de geração de eletricidade por fonte eólica), as emissões são nulas, conforme ACM0002/Versão 12.2.0
EG <sub>PJ,y</sub>	MWh/ano	571.338	Quantidade líquida de eletricidade gerada que é produzida e exportada para a rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y	Estimado como a média anual total da geração total de eletricidade pela atividade de projeto, conforme Relatórios de Garrad Hassan, nº 105197/ZR/01, Ref. GH_Igapora, GH_Ilheus, GH_Nossa_Senhora, GH_Pajéu_Do_Vento, GH_Planaltina, GH_Porto_Seguro
EG <sub>facility,y</sub>	MWh/ano	571.338	Quantidade líquida de geração de eletricidade exportada pela planta/unidade de projeto para a rede elétrica no ano y	Estimado como a média anual total da geração total de eletricidade pela atividade de projeto, conforme Relatórios de Garrad Hassan, nº 105197/ZR/01, Ref. GH_Igapora, GH_Ilheus, GH_Nossa_Senhora, GH_Pajéu_Do_Vento, GH_Planaltina, GH_Porto_Seguro
EF <sub>grid,CM,y</sub>	tCO <sub>2</sub> /MWh	0,2055	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> para a margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y calculado usando a última versão (02.2.0) da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.	Calculado
EF <sub>grid,OM,y</sub>	tCO <sub>2</sub> /MWh	0,2476	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de operação no ano y	Calculado como a média por hora do fator de emissão, ponderado pela geração líquida de eletricidade por hora.



**MDL – Conselho Executivo**

$EF_{grid,OM-DD,y}$	tCO <sub>2</sub> /MWh	0,2476	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de operação no ano y na análise de dados de despacho	Calculado como a média por hora do fator de emissão, ponderado pela geração líquida de eletricidade por hora.
$EF_{EL,DD,h}$	tCO <sub>2</sub> /MWh	0.2476	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> para plantas de energia conectadas à rede no topo da ordem de despacho na hora h no ano y	Fator de emissão horário da margem de operação do Sistema Interligado Nacional (2009) de Janeiro a Dezembro, conforme publicado pela AND brasileira ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html</a> , data de acesso: 12/07/2010).
$EF_{grid,BM,y}$	tCO <sub>2</sub> /MWh	0,0794	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de construção no ano y	Fator de emissão da margem de construção do Sistema Interligado Nacional (2009), conforme publicado pela AND brasileira ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html</a> , data de acesso: 12/07/2010)
$w_{OM}$	Fração	0,75	Ponderação do fator de emissão da margem de operação	Valor definido para a geração de eletricidade através de fontes eólicas, conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, Versão 02.2.0
$w_{BM}$	Fração	0,25	Ponderação do fator de emissão da margem de construção	Valor definido para a geração de eletricidade através de fontes eólicas, conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, Versão 02.2.0



**MDL – Conselho Executivo**

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

>>

**Tabela 40.** Resumo da estimativa *ex-ante* da redução de emissões.

Ano	Estimativa das emissões da atividade de projeto (tonelada de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa das emissões da linha de base (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa de fugas (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa da redução líquida de emissões (toneladas de CO <sub>2</sub> e)
A partir de julho de 2012	-	58.712	-	58.712
2013	-	117.424	-	117.424
2014	-	117.424	-	117.424
2015	-	117.424	-	117.424
2016	-	117.424	-	117.424
2017	-	117.424	-	117.424
2018	-	117.424	-	117.424
Até junho de 2019	-	58.712	-	58.712
Total (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	-	<b>821.968</b>	-	<b>821.968</b>

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

**B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:**

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EG_{facility,y}$
<b>Unidade:</b>	MWh
<b>Descrição:</b>	Quantidade líquida de geração de eletricidade exportada pela planta/unidade de projeto para a rede elétrica no ano y
<b>Fonte do dado a ser utilizado:</b>	Medições feitas no local da atividade de projeto
<b>Valor do dado usado para calcular a redução de emissões esperada na seção B.5</b>	571.338
<b>Descrição dos métodos de medida e procedimentos a serem adotados:</b>	Esse parâmetro será continuamente analisado e as médias mensais e anuais para valores monitorados serão calculadas. Corresponde à soma da geração de eletricidade pelas seis unidades da atividade de projeto.



**MDL – Conselho Executivo**

Procedimentos de QA/QC a serem adotados:	Os resultados das medidas serão comparados com os registros disponíveis no banco de dados da CCEE.
Comentários:	Corresponde à consolidação anual de $EG_{PJ,h}$ . A estimativa <i>ex-ante</i> foi feita através da média total anual prevista da geração líquida de eletricidade pela atividade de projeto, conforme relatórios de Garrad Hassan Reports, nº 105197/ZR/01, Ref. GH_Igapora, GH_Ilheus, GH_Nossa_Senhora, GH_Pajéu_Do_Vento, GH_Planaltina, GH_Porto_Seguro.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de operação no ano y
Fonte do dado a ser utilizado:	Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais
Valor do dado usado para calcular a redução de emissões esperada na seção B.5	0,2476
Descrição dos métodos de medida e procedimentos a serem adotados:	De acordo com a versão mais recente (02.2.0) da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Procedimentos de QA/QC a serem adotados:	De acordo com a versão mais recente (02.2.0) da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Comentários:	Fator de emissão da margem de operação estimado <i>ex-ante</i> para o Sistema Interligado Nacional (2009), conforme publicado pela AND Brasileira ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html</a> , acesso em 12/07/2010).

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de construção no ano y
Fonte do dado a ser utilizado:	Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais
Valor do dado usado para calcular a redução de emissões esperada na seção B.5	0,0794
Descrição dos métodos de medida e procedimentos a serem adotados:	De acordo com a versão mais recente (02.2.0) da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Procedimentos de	De acordo com a versão mais recente (02.2.0) da “Ferramenta para



**MDL – Conselho Executivo**

QA/QC a serem adotados:	calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Comentários:	Fator de emissão da margem de construção estimado ex-ante para o Sistema Interligado Nacional (2009), conforme publicado pela AND Brasileira ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html</a> , acesso em 12/07/2010).

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem combinada no ano y
Fonte do dado a ser utilizado:	Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais
Valor do dado usado para calcular a redução de emissões esperada na seção B.5	0,2055
Descrição dos métodos de medida e procedimentos a serem adotados:	De acordo com a versão mais recente (02.2.0) da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Procedimentos de QA/QC a serem adotados:	De acordo com a versão mais recente (02.2.0) da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Comentários:	Calculado de acordo com a versão mais recente (02.2.0) da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”, conforme detalhado na Tabela 9.

**B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:**

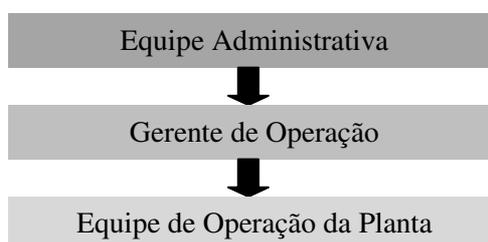
>>

**1. Considerações Gerais**

O objetivo do plano de monitoramento é assegurar o monitoramento completo, consistente, claro e acurado, assim como a redução de emissões advindas da atividade de projeto durante todo o período de crédito. O operador do projeto (Renova Energia S/A) será responsável pela implementação do plano de monitoramento, o qual se baseia no monitoramento da eletricidade líquida entregue à rede e do fator de emissão da rede elétrica.

**2. Estrutura de Monitoramento**

A estrutura operacional e de manejo que o operador de projeto irá implementar no intuito de monitorar a redução de emissões alcançada pela atividade de projeto está ilustrada no fluxograma abaixo.





---

## MDL – Conselho Executivo

**Figura 1:** Estrutura operacional e de gerenciamento que o operador do projeto irá implementar no intuito de monitorar a redução de emissões alcançada pela atividade de projeto. As funções e as responsabilidades dentro de cada estrutura mostrada na Figura 1 é descrita em detalhes nos parágrafos abaixo.

Equipe Administrativa: Responsável por acompanhar o validador durante a visita de verificação e fornecer toda a documentação necessária relacionada aos registros da eletricidade líquida fornecida à rede elétrica. Se aplicável, no momento de verificação pela EOD, a Equipe Administrativa fornecerá acesso aos registros do banco de dados da CCEE de modo a demonstrar que os dados de geração elétrica são consistentes e precisos. A Equipe Administrativa encaminhará toda a informação em mídia eletrônica à Key Consultoria e Treinamento Ltda em frequência mínima bimestral.

Gerente de Operação: Responsável pelo registro e pela identificação dos dados referentes ao fornecimento líquido de eletricidade à rede. Suas atribuições incluem também garantir que os dados monitorados referentes à geração líquida de eletricidade sejam continuamente enviados (*online*) à CCEE. Dados monitorados serão coletados mensalmente e guardados em pasta eletrônica específica.

Equipe de Operação da Planta: Responsável pela supervisão geral da operação da planta e pela supervisão dos medidores. Suas atribuições incluem garantir que os medidores incluídos no presente plano de monitoramento sejam calibrados e sejam submetidos à manutenção conforme as regulamentações aplicáveis e recomendações do fabricante. Quaisquer procedimentos de calibração dos medidores serão relatados à Equipe Administrativa.

### 3. Procedimentos de Treinamento

Key Consultoria e Treinamento Ltda fornecerá, logo após o registro do projeto "Renova Area 6 and 8 Wind Power Project" pela CQNUMC, treinamento a equipe da Renova Energia S/A responsável pelo monitoramento dos parâmetros necessários. O curso de treinamento cobrirá:

- Descrição das variáveis que devem ser monitoradas pela equipe da Renova Energia S/A (geração de eletricidade registrada pelos medidores da Renova Energia S/A e da CCEE);
- Os procedimentos de coleta e arquivamento de tais variáveis; e
- Os procedimentos de envio dos dados coletados para a Key Consultoria e Treinamento Ltda.

### 4. Dados e parâmetros monitorados

4.1. Fator de Emissão – ,  $EF_{grid,BM,y}$ ,  $EF_{grid,OM,y}$  e  $EF_{grid,CM,y}$



---

**MDL – Conselho Executivo**

O plano de monitoramento também inclui parâmetros tais como o fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de operação para unidades de energia no topo da ordem de despacho ( $EF_{grid,OM,y}$ ), o fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de construção ( $EF_{grid,BM,y}$ ) do SIN e o fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada ( $EF_{grid,CM,y}$ ). Esses parâmetros serão obtidos da Comissão Interministerial sobre Mudança Climática, que calcula e publica  $EF_{grid,OM,y}$  e  $EF_{grid,BM,y}$  de acordo com a versão mais recente (02.2.0) da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Esses parâmetros publicados, junto com os registros de eletricidade líquida fornecida ao SIN pela atividade de projeto, serão usados para o cálculo da margem combinada anual ( $EF_{grid,CM,y}$ ) e, por fim, para o cálculo das reduções de emissões atingidas pela atividade de projeto.

#### 4.2. Eletricidade líquida entregue à rede – $EG_{facility,y}$

O monitoramento consiste na medição da eletricidade líquida gerada pela atividade de projeto. Os resultados das medidas serão comparados com os registros de venda de eletricidade e/ou com os dados fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os dados serão medidos continuamente, sendo consolidado por hora e mensalmente. Valores mensais serão comparados com os registros de venda de energia. Os registros referentes às medições feitas durante a atividade de projeto (tipo, modelo e registros de calibração) serão mantidos de acordo com as recomendações.

O Operador do Sistema Elétrico Nacional (ONS) regula, através dos Procedimentos de Rede<sup>28</sup>, *inter alia*, as medidas da produção de eletricidade por faturamento (12º módulo<sup>29</sup>). As informações relacionadas a esse módulo são necessárias para manter o Sistema de Medição para Faturamento – SMF, de acordo com o padrão especificado no documento Especificações Técnicas das Medições para Faturamento para garantir não apenas o controle do processo de contabilização da energia pela CCEE, mas também a determinação das demandas pela ONS<sup>30</sup>.

Genericamente, o SMF é um sistema composto de medidores principais e de reserva, pelos transformadores de potência e corrente, os canais de comunicação entre o agente de energia/participante de projeto e a CCEE, e o sistema para coleta de dados e medição de faturamento<sup>31</sup>.

---

<sup>28</sup> Operador do Sistema Elétrico Nacional (ONS). Procedimentos de Rede. [www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx). Acessado em 14/07/2010.

<sup>29</sup> Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa nº109/04. <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>. Acessado em 06/06/2011.

<sup>30</sup> Operador do Sistema Elétrico Nacional (ONS). Procedimentos de Rede. Módulo 12 - Submódulo 12.1. [www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx).

<sup>31</sup> Operador do Sistema Elétrico Nacional (ONS). Procedimentos de Rede. Módulo 12 - Submódulo 12.2. [www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx).



---

## MDL – Conselho Executivo

De acordo com os Procedimentos de Rede da ONS, submódulo 12.1, o SMF deve ser instalado na conexão das plantas com a rede energética para medir a geração líquida dessas plantas, que serão usadas para contabilização e consolidação da eletricidade na CCEE.

Os dados armazenados nos medidores são coletados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE da CCEE, remotamente e automaticamente através de acesso direto aos medidores do participante de projeto (Renova Energia S/A). Esses dados coletados são processados no SCDE para contabilização energética pela CCEE e são disponibilizados para todos os participantes do mercado de energia para controlar seus respectivos rendimentos<sup>31</sup>.

### *Medidores de energia e procedimentos de emergência*

Os medidores de energia serão: multifásicos, 3 elementos, 4 fios (para sistemas de 4 fios), de frequência de taxa do sistema, corrente controlada de acordo com o transformador de corrente secundária, tensão nominal de acordo com o transformador de potência secundária. Os medidores terão independência dos elementos e seqüência de fases, garantindo o mesmo desempenho em testes monofásicos e trifásicos<sup>3131</sup>.

Os sistemas de medição são concebidos e implementados de acordo com os padrões da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) ou a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC), garantindo a qualidade do sistema. Adicionalmente, os medidores terão certificado de conformidade de concepção aprovados e emitidos pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO)<sup>3131</sup>.

Com relação à classe de precisão dos medidores de energia, eles atenderão todos os requisitos metodológicos relevantes prescritos no Regulamento Técnico Metrológico (RTM) para medidores de energia de classe 0,2, aprovados pelo INMETRO. A classe 0,2 de medidores de energia, também identificados como medidores de energia índice D admitem erros nas medidas de até  $\pm 0,2\%$ <sup>31</sup>.

Os medidores de energia possuem memória capaz de armazenar dados de energia ativa, reativa e demanda de maneira bidirecional, tensões e correntes em intervalos de integração programáveis de 5 a 60 minutos durante um período mínimo de 32 dias. Esses medidores também serão equipados com um sistema de preservação e registro em caso de perda de energia, armazenando dados em memória não volátil por pelo menos 100 horas. Adicionalmente, eles possuem pelo menos duas portas de comunicação independentes com acesso concorrente ou que permitem a priorização de um deles. Um será para uso exclusivo da CCEE e outro para acesso de agentes envolvidos no ponto de medição. A porta de comunicação da CCEE será pareada com um canal de internet estável e de bom desempenho, que será estabilizado sob um túnel VPN (Virtual Private Network) entre o medidor e a CCEE. Os medidores serão capazes de manejar o acesso concorrente às suas portas de comunicação de modo a permitir acesso a qualquer momento aos registros da memória dos medidores via porta de comunicação da CCEE<sup>31</sup>.

Além das medições de eletricidade realizadas pelos proprietários do projeto, toda a eletricidade fornecida à rede será monitorada online pela CCEE. Essa entidade é responsável pelas leituras mensais e manutenção dos registros da energia gerada. Se qualquer problema acontecer no nível local do medidor, a leitura correspondente à quantidade de energia durante o tempo do problema não será perdida devido à leitura online realizada pela CCEE. Conforme mencionado anteriormente, de modo a garantir a qualidade dos dados usados no cálculo das reduções de



---

**MDL – Conselho Executivo**

emissões, os proponentes de projeto fornecerão acesso à EOD aos registros do banco de dados da CCEE, porque os dados dessa entidade servirão para verificar a eletricidade fornecida à rede.

Cada conexão possui um par de medidores, o principal e o reserva, portanto permanentemente monitorada, mesmo no caso de falha do medidor principal, pois nesse caso o medidor reserva é automaticamente ativado. Nesse caso a equipe de operação da planta irá começar os procedimentos de manutenção necessários, retornando o medidor à operação. Os medidores de reserva são iguais ou equivalentes aos medidores principais, instalados no mesmo painel, com a mesma informação para corrente e tensão sob os mesmos padrões técnicos.

De modo a garantir a operação efetiva do SMF, manutenção preventiva será realizada e, onde necessário, também manutenção corretiva. Inspeções também serão conduzidas para verificar a correta operação dos medidores<sup>31</sup>.

A frequência da manutenção preventiva do SMF é de no máximo dois anos. Esse cronograma pode mudar com base na ocorrência histórica observada em todas as plantas, considerando o cronograma de falhas. O medidor que, depois da calibração, apresentar erros fora do intervalo especificado pelo padrão deve ser substituído<sup>32</sup>.

A calibração dos medidores será conduzida por uma organização qualificada que deve se adequar aos padrões nacionais e regulações industriais para garantir a devida precisão. Depois da calibração, os medidores devem ser selados para garantir a segurança e os certificados de calibração devem ser arquivados com os outros registros de monitoramento.

## **5. Procedimentos**

Os procedimentos de coleta e arquivamento dos parâmetros de monitoramento serão realizados pela Renova Energia S/A, Key Consultoria e Treinamento Ltda e terceiros.

Os dados de geração de eletricidade serão coletados e armazenados de hora em hora pelos medidores da Renova Energia S/A, localizados na conexão das plantas com o SIN.

Os dados de geração da CCEE serão obtidos no SIN e devem ser coletados mensalmente pelo gerente de operação da planta. Como o SIN é o sistema nacional e oficial para contabilização existe a possibilidade de verificação dos dados de geração entre as fontes: Renova Energia S/A and CCEE, reduzindo dessa maneira a probabilidade de erros de medição.

A gerência de operação da planta compila tanto os dados transmitidos pela Renova Energia S.A como aqueles obtidos do sistema da CCEE, para em seguida enviá-los mensalmente para a equipe administrativa da Renova Energia S/A em planilhas do Microsoft Excel. A equipe administrativa então arquiva tais planilhas no Sistema Central da Renova Central enviando-as a cada dois meses para a Key Consultoria e Treinamento Ltda, que por sua vez arquiva os dados em seu Sistema de Monitoramento Interno, para então calcular anualmente as Reduções Certificadas de Emissão (RCEs) para validação.

---

<sup>32</sup> Operador do Sistema Elétrico Nacional (ONS). Procedimentos de Rede. Módulo 12 - Submódulo 12.3. [www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx).



**MDL – Conselho Executivo**

O cálculo das RCEs é elaborado anualmente pela Key Consultoria e Treinamento Ltda por meio de sua calculadora desenvolvida em planilha do Microsoft Excel. A planilha usa a geração horária de eletricidade de cada planta, com prévia comparação aos registros da CCEE, e multiplica pelo fator de emissão horário do SIN, publicado pela AND do Brasil, atualmente disponível no sítio de internet do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT).

Anualmente, a Key Consultoria e Treinamento Ltda. usa a planilha de calculo para o processo de verificação do projeto. Adicionalmente, a planilha é enviada para Renova Energia Ltda. para arquivamento em ambas as empresas, aumentando a segurança do registro em caso de emergências.

Todos os dados coletados no contexto do monitoramento serão arquivados e guardados por pelo menos 2 anos após o período de crédito ou 2 anos após à última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, aquele que ocorrer por último.

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

>>

Data de término da aplicação de estudo de linha de base e metodologia de monitoramento:  
24/02/2011.

Pessoas responsáveis:

**Sr. Breno Rates;**

**Sr Carlos Henrique Delpupo;**

**Sr. Carlos Shiguematsu Junior;**

**Sra. Iris Gobato Gercov;**

**Sra. Laura Araujo Alves;**

**Sra. Luísa Guimarães Krettl;**

**Sr. Matheus Alves de Brito;**

**Sr. Rui Dolabella Pereira.**

**Key Consultoria e Treinamento Ltda.** (Participante do Projeto)

Av. Paulista, 37

10º andar – Bela Vista

01311-902- São Paulo - SP

Tel: +55 (11) 3372-9572

E-mail: [cdelpupo@keyassociados.com.br](mailto:cdelpupo@keyassociados.com.br)

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

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

**C.1. Duração da atividade de projeto:**

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

>>

14/12/2009

A data indicada acima corresponde ao 2º Leilão de Energia de Reserva - Leilão nº 003/2009 -



**MDL – Conselho Executivo**

LER-2009<sup>33</sup>, no qual as seis plantas de geração de eletricidade, Porto Seguro, Igarorã, N. S. Conceição, Ilhéus, Pajéu do Vento e Planaltina tiveram sua energia contratada e seu contrato de fornecimento de equipamentos e serviços validados.

Adicionalmente, e de acordo com o Memorando de Entendimento assinado com General Electric, no caso de o participante do projeto ter sucesso no Leilão de Reserva, as partes concordam em celebrar (ou no caso do comprador levar seus afiliados à celebrar) um ou mais contratos de fornecimento de turbinas eólicas (o principal componente dos investimentos totais).

Para a presente atividade de projeto, essa é a primeira data(s) nas quais a implementação ou construção ou ação real iniciou-se.

**C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade de projeto:**

>>

20 anos e zero meses<sup>34</sup>.

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

**C.2.1. Período de crédito renovável:**

**C.2.1.1. Data de início do primeiro período de crédito:**

>>

01/07/2012 ou a data de registro da atividade do projeto no MDL-CQNUMC, o que ocorrer por último.

**C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:**

>>

7 anos e zero meses.

**C.2.2. Período de crédito fixo:**

**C.2.2.1. Data de início:**

>>

Não aplicável.

**C.2.2.2. Duração:**

>>

Não aplicável.

<sup>33</sup> 2º Leilão de Energia de Reserva - Leilão nº 003/2009 - LER-2009 - <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=ec41d74d98114210VgnVCM1000005e01010aRCRD> - Acessado em 13/07/2010

<sup>34</sup> Nota Técnica #368 da Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL.



**MDL – Conselho Executivo**

**SEÇÃO D. Impactos ambientais**

**D.1. Documentação referente à análise dos impactos ambientais, incluindo impactos fora de seus limites:**

>>

O principal objetivo do Licenciamento Ambiental no Brasil é padronizar as avaliações de impactos ambientais e estabelecer planos de controle para empreendimentos poluidores. As agências ambientais estaduais são as autoridades que possuem a responsabilidade de emitir Permissões Ambientais. Na Bahia o Conselho Estadual de Meio Ambiente (CEPRAM) é responsável pelo licenciamento ambiental.

Conforme a Resolução Federal CONAMA 001/86, atividades que utilizam recursos naturais e que são considerados como empreendimentos com alto potencial poluidor ou de degradação devem ter sua avaliação de impactos ambientais e seu relatório de impacto ambiental elaborados para obter as licenças ambientais. Geração de eletricidade, independentemente de sua fonte de energia, com potência maior do que 10 MW se enquadra entre estas atividades.

Portanto, o Relatório Ambiental Simplificado (RAS) que descreve os impactos ambientais causados pela implementação e operação do projeto, foi submetido a CEPRAM no intuito de obter a Licença Prévia (LP). CEPRAM emitiu a Licença Prévia através da Resolução nº 3932 em 17/03/2009, que é válida até 17/03/2014.

Adicionalmente, o Instituto do Meio Ambiente – IMA emitiu as Licenças de Instalação para as seis plantas de geração de eletricidade com validade de 5 anos a partir da publicação, conforme detalhado na Tabela 11 a seguir.

**Tabela 11.** Licenças de instalação

<b>Planta</b>	<b>IMA número de licença</b>	<b>Data de Publicação</b>
<b>Igaporã</b>	14.268	24/02/2011
<b>Ilhéus</b>	14.230	18/02/2011
<b>N. S. da Conceição</b>	14.233	18/02/2011
<b>Planaltina</b>	14.244	20/02/2011
<b>Porto Seguro</b>	14.224	17/02/2011
<b>Pajéu do Vento</b>	14.245	20/02/2011

As Licenças de Instalação e a Licença Simplificada enumeradas acima estão disponíveis à EOD durante a validação.

CEPRAM impôs algumas restrições, além de requerer algumas ações para a obtenção das Licenças de Operação, o estágio final do processo de licenciamento ambiental. Com esse intuito o desenvolvedor do projeto está trabalhando para cumprir com todos os requisitos.

**D.2. Se os impactos ambientais são considerados significantes pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, favor fornecer as conclusões e todas as referências que baseiam a documentação da avaliação de impacto ambiental tratada de acordo com os procedimentos requeridos pela Parte Anfitriã:**



---

**MDL – Conselho Executivo**

>>

As intervenções no ambiente físico pela atividade de projeto nas suas fases de planejamento, implementação e operação foram categorizados e seus impactos ambientais associados foram identificados no RAS (Relatório Ambiental Simplificado), assim como as ações para prevenir, mitigar ou compensar tais impactos.

O RAS identificou impactos positivos e negativos durante os períodos de construção e operação. Nenhum impacto negativo expressivo foi identificado, mas à todos aqueles identificados ações mitigadoras foram propostas. Impactos foram categorizados como físicos, sócio-econômicos e bióticos. A maioria dos impactos ambientais negativos recai sobre o meio ambiente físico no complexo eólico da área com reduzido impacto sobre a biota. Finalmente, considerando os impactos socioeconômicos negativos, os impactos são poucos, especialmente quando comparados aos impactos positivos, como as melhorias das localidades das plantas e do estado da Bahia.

O RAS, que avalia os impactos ambientais oriundos da atividade do projeto, identificou os seguintes itens, entre outros, como negativos:

- Mudanças no panorama/terreno;
- Supressão localizada de vegetação Spot (prevalência de Cerrado e Caatinga zonas de transição);
- Aumento de risco de alterações na fauna local;
- Aumento de risco de acidentes; e
- Interferência na estrutura das comunidades locais.

O mesmo documento propõe Programas Ambientais, que visam mitigar os impactos negativos e expandir os positivos, focando na fase de construção. Portanto, seu objetivo principal é garantir que os principais impactos negativos previstos, mesmo que de pouco expressão quando comparados a outras atividades empreendedoras de outra natureza, sejam controlados e neutralizados logo após o período de construção. Os Programas Ambientais propostos são:

- Programa de Comunicação Social;
- Programa de Educação Ambiental;
- Programa de Controle de Particulados, Gases e Ruídos;
- Programa de Pesquisa Arqueológica;
- Programa de Treinamento e Capacitação para os Colaboradores;
- Programa de Saúde e Segurança;
- Programa de Educação Cultural;
- Programa de Controle de Erosão;
- Programa de Monitoramento da Fauna Local; e



## MDL – Conselho Executivo

- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas.

As medidas de mitigação e compensação, assim como os programas mencionados acima, são melhor detalhados na própria RAS, além do Anexo 3 da AND, que descreve as contribuições da atividade do projeto ao desenvolvimento sustentável. No entanto, vale notar que as licenças concedidas pela CEPRAM foram obtidas através de processo simplificado sem a necessidade de elaboração de Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), que seria exigida caso impactos ambientais significantes fossem esperados.

### SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

#### E.1. Breve descrição de como as partes interessadas foram convidadas e como os comentários foram compilados:

>>

As partes interessadas foram convidadas em 28/07/2010 seguindo os procedimentos da Autoridade Nacional Designada para este propósito, definidos pela Resolução N° 07 da Comissão Interministerial de Mudança do Clima (CIMGC).

Dessa forma, as partes interessantes relevantes foram mapeadas e convidadas a visitar o sítio eletrônico: <http://blog.munduscarbo.com/wp-content/uploads/2009/09/DCP-Renova-área-6-8-v.01.pdf> no intuito de avaliar a documentação do projeto que inclui o MDL-DCP e sua versão em inglês. Essa documentação estará acessível no sítio da internet acima ao longo de todo o período de registro.

As seguintes partes interessadas receberam cartas comunicando sobre a atividade de projeto de MDL:

- Prefeitos dos Municípios da atividade de projeto;
- Representantes da Câmara Legislativa dos Municípios da atividade de projeto;
- ONGs ambientais locais;
- Agências ambientais estaduais e locais;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (FBOMS);
- ONGs nacionais cujos objetivos são relacionados à atividade de projeto;
- ONGs ambientais nacionais e internacionais;
- Ministérios Públicos, estadual e federal.

#### E.2. Resumo dos comentários recebidos:

>>

Até o momento da conclusão deste documento, dentre as partes interessadas consultadas, apenas o Ministério Público Federal manifestou-se. De acordo com este órgão, apesar da relevância do projeto, o Ministério Público é proibido de desempenhar atividades de consultoria, o que significa que não pode analisar o projeto.



---

**MDL – Conselho Executivo**

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

>>

A resposta do Ministério Público Federal não inclui nenhum comentário a respeito da atividade de projeto. Portanto, não implicou em nenhuma alteração no DCP.



**MDL – Conselho Executivo**

**Anexo 1**

**INFORMAÇÃO DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO**

Organização:	Renova Energia S/A
Endereço:	Av. Eng. Luiz Carlos Berrini, nº 1.511, 6º andar
Prédio:	-
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	04571-011
País:	Brazil
Telefone:	+55 11 3569-6746
FAX:	+55 11 3569-6746
E-mail:	daniel@renovaenergia.com.br
URL:	-
Representado por:	Daniel Famano
Cargo:	-
Saudação:	Mr.
Último Nome:	Famano
Nome do Meio:	-
Primeiro Nome:	Daniel
Departamento:	-
Celular:	-
FAX direto:	+55 11 3569-6746
Telefone direto:	+55 11 3569-6746
E-mail pessoal:	-



**MDL – Conselho Executivo**

Organização:	Key Consultoria e Treinamento Ltda.
Endereço:	Av. Paulista, 37 – 10º andar
Prédio:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	SP
CEP:	01311 902
País:	Brasil
Telefone:	55 11 3372 9595
FAX:	55 11 3372 9577
E-mail:	contato@keyassociados.com.br
URL:	www.keyassociados.com.br
Representado por:	Carlos Henrique Delpupo
Cargo:	Diretor Técnico
Saudação:	Sr.
Último Nome:	Delpupo
Nome do Meio:	Henrique
Primeiro Nome:	Carlos
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Telefone direto:	55 11 3372 9595
E-mail pessoal:	cdelpupo@keyassociados.com.br



**Anexo 2**

**INFORMAÇÕES RELACIONADAS A FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Não se aplica. Não há financiamento público concedido à atividade de projeto.



**Anexo 3**

**INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE**

Todas as informações pertinentes são fornecidas ao longo do texto.



**Anexo 4**

**INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO**

Todas as informações pertinentes são fornecidas ao longo do texto.

- - - - -