



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO  
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP-MDL)  
Versão 3 - vigente a partir de 28 de julho de 2006**

**ÍNDICE**

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

**Anexos**

Anexo 1: Informações para contato com os participantes da atividade do projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informação da linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto****A.1 Nome da atividade do projeto:**

**Nome:** Usina Eólica Cabeço Preto IV.

**Versão:** Versão 6,0

**Data:** 08/08/2012

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

O objetivo do projeto da Usina Eólica Cabeço Preto IV é gerar eletricidade usando uma fonte de energia limpa e renovável, o vento. A capacidade instalada é de 19,8 MW.

A atividade do projeto proposto é a instalação de uma nova unidade/usina de energia renovável conectada à rede. De acordo com a metodologia ACM0002 versão 13.0.0, o cenário de referência é o seguinte:

*A eletricidade entregue à rede<sup>1</sup> pela atividade do projeto seria gerada de outra forma pelo funcionamento de usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração, que se traduz nos cálculos da Margem Combinada (MC) na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico versão 02.2.1.”*

O resultado principal do projeto é a redução de gases de efeito estufa (GEE) por causa da diminuição da geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis, utilizando fontes renováveis.

As usinas de energia eólica podem ser uma alternativa muito interessante em diversos países, mas têm que vencer obstáculos regulatórios, econômicos e técnicos para o seu desenvolvimento, incluindo a falta de incentivos significativos.

**Contribuição para o desenvolvimento sustentável**

Os projetos de MDL possuem, entre outros, o objetivo principal de ajudar o país anfitrião a atingir o desenvolvimento sustentável. Neste trabalho, o município de João Câmara será beneficiado com o projeto e contribuirá para o desenvolvimento sustentável da seguinte forma:

**Sustentabilidade ambiental:**

- A atividade do projeto utiliza recursos energéticos renováveis para a geração de eletricidade, que seria gerada pela atual matriz energética (que inclui as usinas de queima de combustíveis fósseis), contribuindo com uma redução no dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)
- O impulso da sustentabilidade ambiental reduz a exploração e o esgotamento de recursos naturais finitos e não renováveis, como o carvão e o gás natural.
- A atividade do projeto não gera nenhum impacto negativo significativo no ambiente.

**Sustentabilidade Econômica e Social:**

- Geração de empregos e melhoria de renda na área; espera-se que o projeto crie empregos durante a fase de construção, que inclui a construção de estradas, de infraestrutura elétrica, a instalação de turbinas eólicas e a operação do parque eólico.

---

<sup>1</sup> Neste caso, a rede é o Sistema Interligado Nacional



- A atividade do projeto também levará ao aumento da geração de energia eólica limpa, a partir de um parque eólico com fator de emissão de 0 tonCO<sub>2</sub>/MWh.

O principal benefício econômico advindo da implementação do projeto será um considerável crescimento econômico na região de João Câmara devido à geração de novos postos de trabalho (Gestamp Eólica Moxotó S.A. contratará moradores de região João Câmara) nas fases de construção (preparação do local, estradas), instalação (turbinas eólicas, linhas de transmissão, transformador, medidores) e operação (monitoramento da sala de controle, manutenção das turbinas eólicas) do parque eólico, além do crescimento no setor de serviços. Os empregos gerados estarão disponíveis para todos os setores de trabalhadores, empreiteiros, gerentes de projeto e engenheiros; devido à experiência da Gestamp no desenvolvimento e operação de parques eólicos, estima-se que este projeto gerará cerca de 15 novos empregos na fase de operação.<sup>2</sup>

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

Nome da parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes no projeto (*) (se aplicável)	Indicar se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Gestamp Eólica Moxotó S.A. (Empresa privada)	Não
Reino Unido	CO <sub>2</sub> Global Solutions International S.A.(Empresa privada)	Não

(\*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar público o DCP-MDL na fase de validação, uma parte envolvida pode ou não dar sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é necessária a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

**Tabela 1.** Participantes do projeto**A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:****A.4.1. Localização da atividade do projeto:****A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

Brasil

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

Río Grande do Norte

**A.4.1.3. Ciudad/Município/Comunidade etc:**

João Câmara

<sup>2</sup> A informação é apoiada por uma carta enviada pela Gestamp. Esta carta menciona a posição, o número de trabalhadores e as atividades das pessoas que a Gestamp espera que estarão trabalhando durante a operação da atividade de projeto. Esta informação é estimada de acordo com experiências anteriores em outros parques eólicos.

**A.4.1.4. Detalhes da localização com as informações que permitam a identificação precisa dessa atividade de projeto (máximo de uma página):**

O parque eólico se localizará na cidade de João Câmara, nas seguintes coordenadas: 5°27'25,49"S, 35°57'51,08"O (5,457081 S, 35,964189 W)- UTM (9396000, 171500). O projeto está localizado na rodovia BR 406 Km 85. A área onde as turbinas serão instaladas é limitada pelos vértices:

- 5°25'47,51"S 35°59'11,74"O (5,429864 S, 35,986594 O)- UTM (9399000,169000)
- 5°25'48,31"S 35°56'29,47"O (5,430086 S, 35,941519 O)- UTM (9399000, 174000)
- 5°29'02,65"S 35°59'12,70"O (5,484069 S, 35,986861 O)- UTM (9393000, 169000)
- 5°29'03,46"S 35°56'30,42"O (5,484294 S, 35,941783 O)- UTM (9393000, 174000)



Figura 1. Localização do Projeto

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

Escopo setorial 1. Indústrias de Energia (fontes renováveis - / não renováveis).

**A.4.3. Tecnologia a ser utilizada pela atividade do projeto:**

O cenário atual do Sistema Interligado Nacional é mostra que a energia gerada é produzida principalmente a partir de usinas hidrelétricas e outra parte a partir de usinas combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural). Esse cenário é considerado como a linha de base e é considerado o mesmo cenário anterior ao início das atividades do projeto.

No cenário atual, a principal fonte das emissões de GEE são os combustíveis para as usinas, que consomem diferentes tipos de combustíveis fósseis (acima mencionados) para a produção de energia e, devido à crescente demanda de energia no Brasil, essas usinas continuarão a operar e a consumir mais combustível fóssil para atender a demanda de energia.



Antes do início da execução da atividade do projeto, não havia outras instalações na área onde o parque eólico será instalado. Essas terras não possuem nenhum uso específico. Portanto, o projeto não afetará nenhuma atividade humana.

A fim de reduzir as emissões de GEE é necessário desenvolver novos projetos que gerem energia sem gerar emissões de GEE, como os projetos de energia que envolvem a utilização de recursos renováveis (solar, hídrica, eólica).

Isso significa que essa atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (CO<sub>2</sub>, consulte a seção B.3) devido à substituição da geração de energia com a utilização de fontes renováveis de energia (a maioria é considerada como tendo um fator de emissão de 0 tCO<sub>2</sub>/MWh), em vez de usar combustíveis fósseis (os principais produtores de gases de efeito estufa). A atividade do projeto gerará "energia limpa", que substituirá a energia gerada por combustíveis fósseis.

O projeto terá 19,8 MW de capacidade instalada de geração total de energia, com expectativa de produção anual de 85,709 GWh. O fator de carga médio da usina é 49,41% (4.329 horas equivalentes)<sup>3</sup> com uma vida útil de 20 anos<sup>4</sup>.

O Projeto será equipado com turbinas V100 IEC classe III-A fabricadas pela Vestas. A escolha dessas turbinas se baseou em estudos de compatibilidade para as condições específicas de vento que predominam no local do projeto e da região em geral, além dos critérios de manutenção e operacional.

A geração de energia por turbina será de 1.800 kW.

Potência Total	19,8	MW
Turbina	IEC class III-A	
Potência nominal por turbina	1,8	MW
Velocidade de partida e velocidade máxima do vento	4 -20 <sup>5</sup>	m/s
Quantidade de turbinas	11	-
Horas equivalentes anuais de funcionamento	4.329	h
Produção anual	85,709	GWh
Fator de carga do plano	49,41	%
Comprimento da linha de transmissão	25	km
Tensão da linha de transmissão	69	kV
Diâmetro	100	m
Área varrida	7.850	m <sup>2</sup>
Altura do cubo	80	m

**Tabela 2.** Características da usina

<sup>3</sup> “Evaluación de Recursos Eólicos”. Parque Eólico Cabeço Preto IV (Brasil) pela Barlovento Recursos Naturales. Página 46.

<sup>4</sup> A estimativa é baseada nas informações técnicas do fornecedor. Veja a Brochura Vestas V100-1,8MW, página 12.

<sup>5</sup> De acordo com a Vestas Informação. Veja o Folheto Vestas V100-1.8 MW, Página 15



Para a implementação do projeto, foi selecionado um sistema composto de 11 (onze) turbinas Vestas V100 IEC Class III-A turbines, uma com capacidade de 1,8 MW. Todas as turbinas serão montadas em uma torre de aço de 80 m e terão um diâmetro de rotor de 100 m.

O projeto será interligado à Subestação de João Câmara de propriedade Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN). A tensão e o comprimento da linha de transmissão são, respectivamente, 69 kV e 25 km.

As turbinas para o projeto da Usina Eólica Cabeço Preto IV serão importadas pela Vestas. Entretanto, as torres de aço e montagem dos elementos da nacelle serão realizados no Brasil.

#### **A.4.4 Estimativas de redução de emissões durante o período de crédito escolhido:**

O período de crédito se inicia no dia 1º de dezembro de 2012 com um total de redução das emissões de 227.388 toneladas de CO<sub>2</sub>.

<b>Ano</b>	<b>Estimativa anual de redução de emissões em toneladas de CO<sub>2</sub> e</b>
2012 (1 mês)	2.707
2013	32.484
2014	32.484
2015	32.484
2016	32.484
2017	32.484
2018	32.484
2019 (11 meses)	29.777
<b>Total da estimativa de redução (toneladas de CO<sub>2</sub> e)</b>	<b>227.388</b>
<b>Número total de anos de crédito</b>	<b>7 Anos</b>
<b>Média anual das estimativas de redução durante o período de crédito (toneladas de CO<sub>2</sub> e)</b>	<b>32.484</b>

**Tabela 3.** Redução de emissão

#### **A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:**

Não será utilizado nenhum financiamento público neste projeto.

### **SEÇÃO B. Utilização de metodologia da linha de base e de monitoramento**

#### **B.1. Nome e referência da metodologia da linha de base e de monitoramento aprovada utilizada à atividade do projeto:**

Para a atividade de projeto, a metodologia da linha de base aprovada a ser utilizada é a ACM0002 Versão 13.0.0, uma metodologia da linha de base adequada para geração de eletricidade de redes interligadas a partir de fontes renováveis.

Essa metodologia também trata das últimas versões aprovadas das seguintes ferramentas:

- Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico (versão 02.2.1);
- Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade (versão 06.0.0);



- Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade (versão 03.0.1);
- Ferramenta para as emissões e a vazamento de CO<sub>2</sub> proveniente da queima de combustíveis fósseis (versão 2.0).

**B.2 Justificativa da escolha da metodologia e os motivos de sua aplicabilidade à atividade do projeto:**

A metodologia ACM0002 versão 13.0.0 é aplicável nos seguintes casos<sup>6</sup>:

*"As atividades do projeto, que são conectadas à rede de geração de energia renovável, que (a) instalar uma nova usina em um local onde nenhuma planta de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade de projeto (usina nova), (b) envolvem um aumento de capacidade (c) envolvem um retroajuste do (a) planta existente (s), ou (d) envolvem a substituição do (a) planta existente (s)".*

A Atividade de projeto proposto envolve a instalação de uma nova usina para geração de energia renovável que será conectada à Sistema Interligado Nacional.

*"A atividade de projeto é a instalação, acréscimo de capacidade, retroajuste ou substituição de uma usina/unidade de energia de um dos seguintes tipos: Usina/unidade hidrelétrica (com um reservatório a fio d'água ou um reservatório de acumulação), usina/unidade de energia eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade de energia solar, usina/unidade de energia das ondas ou usina/unidade de energia das marés".*

A Atividade de projeto é aplicável, uma vez que se encaixa em um dos tipos de usinas incluído na metodologia, é uma planta de energia eólica.

*"No caso de adições de capacidades, melhorias ou substituições (exceto para projetos de adições de capacidade de energia eólica, solar, energia das ondas das marés que uso Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro  $EG_{PJ,y}$ ): a usina existente iniciou sua operação comercial antes do período de referência histórica mínima de 5 anos, usado para o cálculo das emissões iniciais e definidos na seção de emissão inicial, e nenhuma adição de capacidade ou melhoria da usina foi realizada entre o começo do período de referência histórica mínimo e a implementação da atividade do projeto".*

A atividade do projeto não está relacionada com um aumento de capacidade, portanto esta condição não se aplica ao projeto.

*"No caso de usinas hidrelétricas:*

- *Deve ser aplicada uma das seguintes condições:*
  - *A atividade do projeto é implementada em um reservatório único o múltiplo existente, sem alteração do volume do qualquer reservatório, ou:*
  - *A atividade do projeto é implementada em um reservatório único o múltiplo existente, onde o volume do qualquer reservatório é aumentado e a densidade de potência de cada*

<sup>6</sup> CQNUMC-MDL. ACM0002: Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade em rede a partir de fontes renováveis.



*reservatório, conforme definições apresentadas na seção de Emissões do Projeto, é maior que  $4 \text{ W/m}^2$ ; ou*

- *A atividade de projeto resulta em novos reservatórios simples o múltiplos e a densidade de potência da usina, de acordo com as definições apresentadas na seção de Emissões do Projeto, é superior a  $4 \text{ W/m}^2$ .”*

Esta condição é aplicável no caso de uma hidrelétrica, por isso, essa condição não se aplica a essa atividade de projeto.

*“No caso de usinas hidrelétricas que utilizam diversos reservatórios, em que a densidade de potência de qualquer um dos reservatórios é inferior a  $4 \text{ W/m}^2$  devem ser aplicadas as seguintes condições:*

- *A densidade de potência calculada para o projeto inteiro usando a equação 5 é maior que  $4 \text{ W/m}^2$ .*
- *Diversos reservatórios e usinas hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetadas em conjunto para funcionar como um projeto integrado, que constituem coletivamente a capacidade de geração da usina combinada.*
- *O fluxo de água entre os diversos reservatórios não é utilizado por nenhuma outra usina hidrelétrica que não seja uma parte da atividade do projeto.*
- *A capacidade instalada total das usinas, que são acionadas pela água dos reservatórios com a densidade de potência inferior a  $4 \text{ W/m}^2$ , é menor que 15 MW.*
- *A capacidade instalada total das usinas, que são acionadas pela água dos reservatórios com a densidade de potência inferior a  $4 \text{ W/m}^2$ , é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir dos diversos reservatórios”.*

Esta condição é aplicável no caso de uma usina hidrelétrica. Por isso, essa condição não se aplica a esta atividade de projeto.

A metodologia não é aplicável no seguinte caso:

*“Atividades do projeto que envolvem a mudança de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia no local da atividade de projeto, já que, neste caso, a linha de base pode ser o uso contínuo de combustíveis fósseis no local.”*

*“Usinas de energia de biomassa.”*

*“Usinas hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes, onde a densidade de potência da usina é inferior a  $4 \text{ W/m}^2$ ”.*

A atividade de projeto consiste na instalação de uma capacidade que usa o vento para gerar eletricidade. Com isso, é demonstrado que a atividade de projeto não envolve o uso de combustíveis fósseis, não é uma usina termelétrica de biomassa ou uma usina hidrelétrica.

**B.3. Descrição das fontes e dos gases incluídos nos limites do projeto**

De acordo com a indicação na metodologia ACM0002 Versão 13.0.0, o limite do projeto cobrirá todas as emissões de CO<sub>2</sub> provenientes da produção de eletricidade com combustíveis fósseis, conectado para rede Brasileira é o Sistema Interligado Nacional-SIN, que serão deslocadas devido à atividade do projeto.

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO <sub>2</sub> provenientes da produção de eletricidade com combustíveis fósseis que foram eliminadas em função da atividade do projeto.	CO <sub>2</sub>	Sim	Principal fonte de emissão. Todas as usinas interligadas ao Sistema Interligado Nacional estão incluídas.
		CH <sub>4</sub>	Não	Pequena fonte de emissão.
		N <sub>2</sub> O	Não	Pequena fonte de emissão.
Atividade do Projeto	Para as usinas de energia geotérmica, as emissões fugitivas de CH <sub>4</sub> e CO <sub>2</sub> de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	CO <sub>2</sub>	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		CH <sub>4</sub>	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		N <sub>2</sub> O	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
	Emissões de CO <sub>2</sub> provenientes da queima de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em usinas termo-solares e usinas de energia geotérmica.	CO <sub>2</sub>	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		CH <sub>4</sub>	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		N <sub>2</sub> O	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH <sub>4</sub> do reservatório.	CO <sub>2</sub>	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		CH <sub>4</sub>	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		N <sub>2</sub> O	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.

**Tabela 4.** Fontes e dos gases incluídos nos limites do projeto

O diagrama de fluxo do projeto é mostrado a seguir:

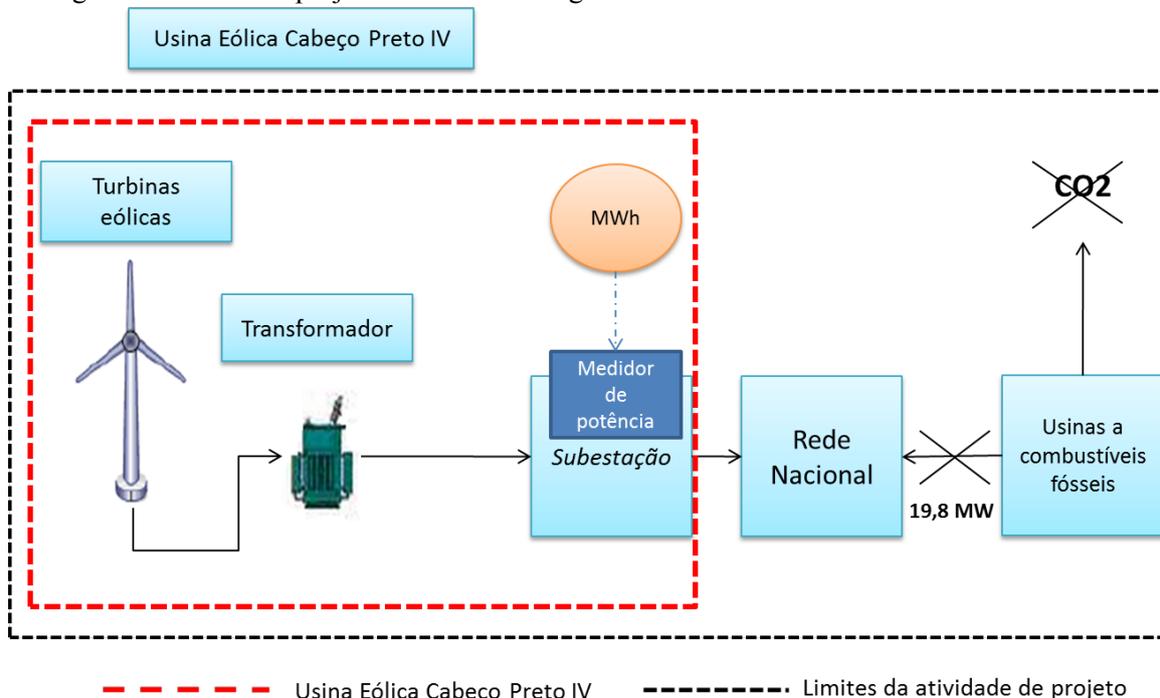


Figura 2. Esquema do fluxo do projeto

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

Na ausência do projeto, a eletricidade continuaria a ser gerada pelo mix de geração existente, que já opera na rede.

A atividade do projeto é a “instalação de uma nova usina de energia renovável conectada à rede”. Portanto, de acordo com ACM002 Versão 13.0.0, o cenário da linha de base é que a eletricidade entregue à rede pela atividade do projeto seria gerada de outra forma pelo funcionamento de usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração, que se traduz nos cálculos da Margem Combinada ( $EF_{grid,CM,y}$ ) na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico versão 02.2.1”.

A linha de base é a eletricidade que seria gerada pelas usinas em funcionamento conectadas ao Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Em termos de acréscimo de novas energias ao sistema, o último Balanço Energético Nacional<sup>7</sup> demonstra que a capacidade instalada no Brasil cresceu 0,7% no período 2008-2009 para 466,2 TWh. Em torno de 76,90% do fornecimento de eletricidade são provenientes de energia hidráulica e 12,2%<sup>8</sup> de fontes

<sup>7</sup> Balanço Energético Nacional 2010. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>

<sup>8</sup> O valor de 12,2% inclui as energias produzidas por: Gás natural (2,6%), óleos (2,9%), carvão (1,3%) e biomassa (5,4%) publicados no Balanço Energético Nacional 2010, o gráfico 1.1.1, página 12.



térmicas. O fornecimento de energia térmica diminuiu a uma taxa aproximada de quase 35,1%<sup>9</sup>, enquanto a energia hidráulica aumentou em 4,9%. A fonte de energia eólica compõe 0,2% do fornecimento de eletricidade.

O projeto reduzirá as emissões antrópicas de GEE por meio do fornecimento de energia com emissão zero de GEE, que substituirá a produção de energia elétrica convencional. Com base em estatísticas e projeções oficiais, é possível concluir que a eletricidade que seria gerada na ausência do projeto é a mesma das fontes atuais da rede, incluindo as usinas de combustíveis fósseis. Espera-se que o Projeto reduza um total de 227.388 t de emissões de CO<sub>2</sub> no período de crédito de sete anos, de acordo com descrição ainda neste documento.

A tabela a seguir mostra a previsão oficial do Sistema Interligado Nacional<sup>10</sup>.

<b>Potência (MW)</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Hidrelétrica	83.169	85.483	86.295	88.499	89.681	94.656	100.476	104.151	108.598	116.699
Urânio	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
Gás natural	8.860	9.356	9.856	11.327	11.533	11.533	11.533	11.533	11.533	11.533
Mineral de carbono	1.765	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
Óleo Combustível	3.380	4.820	5.246	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864
Óleo diesel	1.728	1.903	1.703	1.356	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149
Gás processado	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
Curso d'água	4.043	4.116	4.116	4.516	5.066	5.566	5.816	6.066	6.416	6.966
Biomassa	5.380	6.083	6.321	6.671	7.071	7.421	7.621	7.771	8.121	8.521
Eólica	1.436	1.436	3.241	3.641	4.041	4.441	4.841	5.241	5.641	6.041
<b>Total</b>	<b>112.455</b>	<b>118.375</b>	<b>122.676</b>	<b>130.774</b>	<b>133.305</b>	<b>140.935</b>	<b>147.605</b>	<b>152.080</b>	<b>157.628</b>	<b>167.078</b>

**Tabela 5.** Capacidade energética por fonte no período de 2010 a 2019<sup>11</sup>

As usinas de energia eólica serão 2,41% da potência total instalada no Sistema Interligado Nacional em 2019 e 2,64% em 2012, ano da primeira fase de funcionamento (não incluindo a capacidade energética da atividade do projeto proposto), de acordo com estimativas de planejamento em longo prazo. Dessa forma, a energia produzida a partir deste projeto terá impacto nulo sobre os cálculos da linha de base. O Sistema Interligado Nacional será baseado principalmente em usinas hidro e termelétricas. A estimativa percentual de energia hidrelétrica atingirá 69,8% em 2019.

<sup>9</sup> Balanço Energético Nacional, 2010, página 11. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>

<sup>10</sup> EPE – “Plano Decenal de Expansão de Energia 2019”. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>

<sup>11</sup> EPE – “Plano Decenal de Expansão de Energia 2019”. Tabela 54 Pagina80. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>



Deve-se também notar que é bastante improvável que a contribuição da energia eólica ao sistema de geração aconteça se estas usinas não receberem algum tipo de apoio financeiro direto ou indireto na forma, por exemplo, de RCE (Redução Certificada de Emissão) para projetos de MDL.

Esses argumentos indicam claramente uma omissão irrealista de todos os projetos de energia eólica com um fornecimento contínuo e confiável de energia elétrica a ponto de ser considerada uma fonte energética confiável no contexto da Sistema Interligado Nacional. Portanto, a geração de eletricidade a partir das diversas usinas (renováveis e não renováveis) é identificada como o cenário de linha de base.

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

**Cronograma de eventos do projeto**

Data	Evento	Suporte/Referência
12/05/2010	Data da concessão da autorização preliminar emitida pelo Instituto de Desenvolvimento Ambiental (IDEMA) para a construção da Usina Eólica Cabeço Preto IV com uma capacidade de potência de 19,8 MW (Processo n° 2010-036847/TEC/LP-0076)	Cópia da licença prévia emitida pelo Instituto de Desenvolvimento Ambiental (IDEMA)
25/08/2010	O Projeto Usina Eólica Cabeço Preto IV venceu o Leilão Nacional no 05/2010 conduzido pela ANEEL (Decisão Gerencial)	<a href="http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/052010%20Resultado_2013.pdf">http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/052010%20Resultado_2013.pdf</a>
21/09/2010	Constituição da Gestamp Eólica Moxotó S.A. como a empresa que desenvolve o projeto da Usina Eólica Cabeço Preto IV.	Cópia do ato constitutivo da Gestamp Eólica Moxotó S.A.
08/10/2010	Data em que o projeto da Usina Eólica Cabeço Preto IV recebeu a aprovação para a produção e comercialização de eletricidade a partir de energia eólica (Processo n° 48500.000881/2010-34)	Documento publicado pela ANEEL que corrobora a aprovação do projeto.
25/10/2010	A CO2 Solutions enviou a Consideração Prévia do projeto Usina Eólica Cabeço Preto IV para a CQNUMC e para o AND Brasileiro (Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais)	Cópias dos emails nos quais a CO2 Solutions enviou a Consideração Prévia para a CQNUMC e para a Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais.
26/10/2010	A Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais confirmou o recebimento da Consideração Prévia da MDL	Cópia do email no qual a Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais confirma o recebimento da Consideração Prévia do MDL para a CO2 Solutions.



15/11/2010	A CQNUMC confirmou o recebimento da Consideração Prévia do MDL.	Cópia do e mail no qual a CQNUMC confirma o recebimento da Consideração Prévia do MDL para a CO2 Solutions.
06/12/2010	Momento da decisão de investimento, a Gestamp Eólica Moxotó realizou o depósito da Garantia de Fiel Cumprimento do leilão correspondendo a 5% do investimento total do projeto.	Documento que diz que a ANEEL recebeu o pagamento correspondente à “Garantia de Fiel Cumprimento”.

**Tabela 6.** Cronograma do projeto desde a decisão gerencial até a decisão de investimento

Como pode ser visto na linha do tempo da atividade do projeto, a consideração do MDL foi tomada em conta desde o início do desenvolvimento do projeto, a consideração prévia de MDL foi enviada antes da data de início da atividade de projeto.

A principal conclusão da linha do tempo é que Gestamp Eólica Moxotó S.A. considerou o MDL desde o início do desenvolvimento do projeto, que é apoiado pelas seguintes razões:

- No Leilão Nacional (Agosto de 2010) a Gestamp Eólica Moxotó S.A. ofereceu um preço de compra para a energia de venda de 124,45 R\$/MWh, ; este preço de compra foi obtido devido a uma análise econômica completa feita pela Gestamp Eólica Moxotó S.A. Uma das variáveis consideradas na análise econômica foram os incentivos do MDL, portanto, a Gestamp Eólica Moxotó S.A. considerou os incentivos de MDL ao oferecer um preço de compra para a energia de venda.
- A data de início da atividade do projeto ocorreu no pagamento realizado pela Gestamp Eólica Moxotó S.A. pela Garantia de Preço da Compra para a ANEEL (dezembro, 2010). Antes disso, a Gestamp Eólica Moxotó S.A. enviou a Consideração Prévia do MDL para a CQNUMC (Outubro, 2010).

### **Análise da adicionalidade do projeto**

Os incentivos da MDL seriam um complemento perfeito para a energia eólica no Brasil. Esta afirmação baseia-se no fato que projetos de parques eólicos recentes estão sendo desenvolvidos no Brasil como projetos MDL, então pode-se concluir que a energia eólica não é uma proposta particularmente atraente no cenário “negócios como de costume”.

Para demonstrar a sua adicionalidade, tem sido utilizada a “*Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade versão 06.0.0*” aprovada, seguindo todas as etapas. Essas etapas demonstrarão que a atividade do projeto não é o cenário de linha base.

### **Etapa 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto adequadas às leis e regulamentos**

Definição de cenários alternativos para a atividade do projeto que poderiam ser utilizados se o projeto não atingir o seu status operacional.

#### **Subetapa 1a. Definir alternativas à atividade do projeto**

A atividade de projeto é a produção de energia sem emissões que será exportada para o Sistema Interligado Nacional de eletricidade. As alternativas incluem:



1. A atividade de projeto proposto não realizada como uma atividade de projeto de MDL. Seria uma estação de energia eólica de 19,8 MW, que não obteve RCEs de um registro do MDL. Este cenário consiste na instalação de uma nova fonte de eletricidade renovável na SIN (Sistema Interligado Nacional). A unidade de energia renovável é um novo parque eólico, com a mesma configuração da atividade do projeto proposto, sem ser registrada como uma atividade de projeto MDL.
2. A continuação da situação atual: A Gestamp Eólica Moxotó S.A. não implementa o projeto e seus clientes continuarão comprando a Sistema Interligado Nacional. Este cenário consiste na continuação das práticas atuais, que são o uso de fontes de eletricidade usuárias intensas de carbono no sistema isolado, e a não implementação da atividade de projeto proposta como refletida nos cálculos marginais combinados. Essa alternativa é considerada o cenário da linha de base.
3. A mesma geração de energia de usinas de combustíveis fósseis: Gestamp Eólica Moxotó S.A. é uma empresa cuja principal atividade é o desenvolvimento de projetos de energias renováveis, de acordo com o ato constitutivo em que é estabelecido o propósito da empresa. Sendo tal finalidade o desenvolvimento das atividades necessárias para a criação, operação e manutenção de um parque eólico localizado no Brasil.

A geração através de usinas de energia a partir de combustíveis fósseis não é possível porque a Gestamp Eólica Moxotó S.A. não está interessada na geração de energia de fontes de carbono. Portanto, esse cenário está eliminado.

4. A mesma geração de energia através de usinas de energia a partir de fontes renováveis, como pequenas usinas hidrelétricas. O desenvolvimento de uma usina hidrelétrica depende principalmente das condições da região, é necessário determinar se é possível desenvolver uma usina hidrelétrica na região. Também devido ao tamanho da atividade do projeto, as hidrelétricas só podem ser uma alternativa viável se houver um grupo de pequenas usinas hidrelétricas ou, pelo menos, uma usina hidrelétrica de grande porte.

#### **Sub-etapa 1b. Consistência com as leis e regulações mandatórias**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela nomeação dos produtores independentes de energia elétrica. Portanto, em 8 de Outubro de 2010 o projeto Cabeço Preto IV recebeu aprovação para a produção e comercialização de eletricidade proveniente de geradores eólicos (Processo no. 48500.000881/2010-34). Esta autorização deve ser utilizada até 1 de Setembro de 2013.

A ANEEL também realiza leilões do direito de construção de usinas hidrelétricas. No entanto, a Gestamp Eólica Moxotó S.A. foi criada com o objetivo específico de geração de eletricidade utilizando um parque eólico; o parágrafo seguinte apoia o objetivo social da Gestamp Eólica Moxotó S.A. de acordo com seu contrato social:

*“Artigo 3º A companhia tem por objetivo a geração de energia elétrica por meio de geradores eólicos a partir do empreendimento Cabeço Preto IV, incluindo a implantação e a montagem bem como a comercialização da energia de corrente.”*



A licença de operação deve ser processada antes de o trabalho de construção ser iniciado. Neste caso, o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA) cedeu uma licença preliminar que permite instalar a Usina Eólica Cabeço Preto IV com uma capacidade de potência de 19,8MW (11 turbinas eólicas) (Processo No. 2010-036847/TEC/LP-0076).

Em 16 de fevereiro de 2011, o projeto obteve a licença de instalação emitida pelo IDEMA com o número do processo N ° 2010-040000/TEC/LI-0063; esta licença é válida até 16 de fevereiro de 2015.

Embora a alternativa de construção de uma usina hidrelétrica seja coerente com a regulação da ANEEL, não corresponderá à finalidade da Gestamp Eólica Moxotó S.A. Por isso, essa alternativa foi excluída para análise posterior.

Em resumo, o desenvolvimento da Usina Eólica Cabeço Preto IV está em conformidade com todos os regulamentos nacionais. A Gestamp Eólica Moxotó S.A. possui todas as autorizações necessárias (ANEEL, IDEMA) para construir e operar o parque eólico.

Na análise das possíveis alternativas do projeto, há ainda duas opções:

- A atividade de projeto proposta não realizada como uma atividade de projeto MDL.
- A continuação da situação atual: Gestamp Eólica Moxotó S.A. não implementa o projeto (cenário de linha de base).

Tanto a atividade de projeto quanto os cenários alternativos estão em conformidade com os regulamentos das seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA) e do Conselho Executivo do MDL.

Levando em consideração que o projeto não é financeiramente viável sem a receita da venda de RCEs, a análise de investimento será utilizada para a demonstração da adicionalidade do projeto.

## **Etapa 2. Análise de investimento**

### **Subetapa 2a. Determinar o método de análise adequado**

De acordo com as “*Ferramentas para a demonstração e avaliação da adicionalidade*”, são sugeridos três métodos de análise: análise simples de custos (opção I), análise de comparação de investimentos (opção II) e análise de taxa de referência (opção III).

Como a atividade de projeto gera outras rendas além dos créditos de carbono devido à venda de energia elétrica, não pode ser utilizada a análise simples de custos.

O método de análise de comparação (opção II) é aplicável aos projetos cujas alternativas são também projetos de investimento. Somente nesta base, pode ser realizada a análise de comparação. O cenário alternativo da linha de base do projeto é a rede elétrica do Sistema Interligado Nacional, em vez de novos projetos de investimento. Por isso, a opção II não é um método adequado para o contexto de tomada de decisão. Análise de taxa de referência (opção III) foi selecionada para esta atividade de projeto.

### **Subetapa 2b. Opção III. Utilizar análise de taxa de referência**



Para a análise de taxa de referência, a TIR (taxa interna de retorno) é considerada o indicador mais adequado para o tipo de projeto. Será utilizada a TIR do projeto, pois inclui todos os fluxos de entrada e de saída de caixa.

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” (versão 06.0.0), a opção (a) foi utilizada para determinar a taxa de desconto e o taxa de referência utilizado para a análise de taxa de referência.

- (a) *taxas de títulos públicos, acrescidas de um prêmio de risco adequado para refletir o investimento privado e/ou o tipo de projeto, comprovados por um perito financeiro independente ou documentado por dados financeiros disponíveis publicamente;*

Para estimar uma taxa de descontos adequada para avaliar a viabilidade financeira da atividade do projeto foi considerado:

- Taxas de títulos do governo: Neste caso foram usados os Títulos Governamentais Brasileiros – BRL-2028.
  - Fevereiro de 2007: Primeira emissão de títulos BRL-2028 com uma maturidade de 21 anos e um rendimento de 10,68%
  - Junho de 2007: Quarta emissão de títulos BRL-2028; este título é o último emitido antes da decisão da administração e possui uma maturidade de 21 anos e um rendimento de 8,626%.
  - Outubro de 2010: Quinta emissão de títulos BRL-2028 possui uma maturidade de 17 anos e um rendimento de 8,85%<sup>12</sup>.
- Bônus do BNDES: Como um projeto de eletricidade apresenta riscos maiores do que um título do governo é necessário adicionar um prêmio de risco no rendimento dos títulos. O BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, é a principal e mais barata fonte de empréstimos no Brasil para projetos de infraestrutura. A remuneração direta exigida pelo BNDES para investimentos relacionados à energia renovável é de 0,9% ao ano<sup>13</sup>
- Risco tecnológico: No Brasil não existem informações confiáveis disponíveis sobre valores de prêmio de risco tecnológico relacionadas a projetos de energia eólica/renovável. Portanto, numa abordagem conservadora, este risco não foi considerado no valor de referência.

Do exposto acima, o valor de taxa de referência deve ser de 9,526%. Este valor será comparado com o TIR do projeto para demonstrar a adicionalidade do projeto.

### **Subetapa 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros**

Os dados relevantes considerados para a análise são:

- Receitas provenientes da venda de energia: Essas receitas são calculadas levando em conta a energia que será vendida à rede e os preços que serão cobrados por essa energia. Gestamp Eólica Moxotó S.A. venderá a energia gerada a um preço de R\$ 124,45/MWh.

---

<sup>12</sup> Tesouro Nacional Divida Mobiliaria Externa. Disponível em:  
[http://www.tesouro.fazenda.gov.br/divida\\_publica/downloads/soberanosinternet.xls](http://www.tesouro.fazenda.gov.br/divida_publica/downloads/soberanosinternet.xls)

<sup>13</sup> BNDES Taxa de Juros. Página 20. Disponível em:  
<http://www.marinemoney.com/forums/RIO10/Presentations/Sept16th/Figueiredo.pdf>.

- Receitas de RCEs: Essas receitas são calculadas levando em conta a estimativa de redução de emissões, o preço médio de venda de créditos de carbono de 12 USD/t CO<sub>2</sub> e um período de crédito de 21 anos.
- Taxa média de câmbio do Euro: 1,29 USD/€
- Taxa média de câmbio do Real: 1,76 R\$/USD
- Gastos de capital: Estimativa de 90.470.425,37 R\$.
- Custos de operações e de manutenção de custos (O&M): 3% do investimento total.
- Custo de transmissão: 3,18 R\$/kW-mês
- Custo do aluguel da terra: 7.500 R\$/MW
- Inflação: A inflação é baseada na média fornecida pelo Banco Central do Brasil de 4,5%<sup>14</sup>

O fluxo de caixa da Usina Eólica Cabeço Preto IV mostra que a TIR para o desenvolvimento da atividade do projeto com e sem a consideração das receitas de RCE foram os seguintes:

Cenário	TIR do projeto
Sem as receitas de RCE	8,68 %
Com as receitas de RCE	9,38 %

**Tabela 7.** TIR do projeto

Os cálculos da TIR mostram claramente que a TIR da atividade do projeto (8,68 %) está abaixo do índice de referência financeiro escolhido (9,526%), demonstrando que o lucro líquido das vendas de energia elétrica não é suficiente para justificar e superar os investimentos necessários.

As receitas de RCE foram consideradas para uma duração de projeto de 21 anos por causa do período de crédito renovável de MDL de 7 anos; esta hipótese representa um alto risco devido à incerteza da renovação do Protocolo de Quioto pós 2012.

O resultado da análise mostra que o TIR do projeto é menor do que a taxa de referência, portanto, o projeto sem os incentivos do MDL não oferece atrativos financeiros. Após a obtenção dos incentivos financeiros de MDL no fluxo de caixa do projeto, a TIR do projeto aumentará.

Por outro lado, se o registro do MDL é obtido, a TIR para a atividade do projeto, que leva em conta as receitas provenientes das vendas de RCEs, aumentará até 9,38 %. Mesmo que esse valor de TIR não seja alto o suficiente para atingir o taxa de referência (investidor e país), a contribuição do desenvolvimento ambiental e sustentável para o país, além da imagem conquistada e dos benefícios econômicos obtidos pela Gestamp Eólica Moxotó S.A. adquirirá em consequência do registro da atividade de projeto como um projeto de MDL, será um incentivo importante para a implementação do projeto.

Esta seção nos permite concluir que o projeto considerado como uma atividade do projeto de MDL e os consequentes benefícios e incentivos advindos das receitas de RCE aliviarão ou superarão os obstáculos financeiros descritos.

#### Subetapa 2d. Análise de sensibilidade

---

<sup>14</sup> Banco Central do Brasil. Disponível em : <http://www.bcb.gov.br/?SISMETAS>

O principal impulsionador da realização de uma análise de sensibilidade seria o preço de tCO<sub>2</sub> nos mercados organizados. O aumento da TIR para cenários com preços diferentes de tCO<sub>2</sub>:

	Preço de tCO <sub>2</sub> (US\$/tCO <sub>2</sub> )				
	5	10	15	20	25
TIR	8,97%	9,26 %	9,54 %	9,83 %	10,11%
Aumento da TIR do projeto	0,29%	0,29%	0,28%	0,29%	0,28%

**Tabela 8.** Aumento da TIR com diferentes cenários.

Outros indicadores como o investimento total, os preços da energia elétrica, operação e manutenção (O&M) e custos de transmissão foram selecionados para a análise de sensibilidade, esses indicadores financeiros oscilaram dentro da faixa de -10% a +10%.

<b>Investimento total</b>	<b>-10%</b>	<b>-5%</b>	<b>5%</b>	<b>10%</b>
TIR do projeto	9,84%	9,24%	8,17%	7,68%
<b>Preços da energia elétrica</b>	<b>-10%</b>	<b>-5%</b>	<b>5%</b>	<b>10%</b>
TIR do projeto	6,94%	7,83%	9,50%	10,28%
<b>O&amp;M</b>	<b>-10%</b>	<b>-5%</b>	<b>5%</b>	<b>10%</b>
TIR do projeto	9,12%	8,90%	8,46%	8,24%
<b>Custo de transmissão</b>	<b>-10%</b>	<b>-5%</b>	<b>5%</b>	<b>10%</b>
TIR do projeto	8,81%	8,75%	8,62%	8,56%
<b>Fator de Carga da Planta</b>	<b>-10%</b>	<b>-5%</b>	<b>5%</b>	<b>10%</b>
TIR do projeto	6,94%	7,83%	9,50%	10,28%

**Tabela 9.** Parâmetros Financeiros.

Mesmo que a adicionalidade da atividade do projeto seja claramente demonstrada com base na análise de investimentos (Etapa 3), a análise de sensibilidade mostra que há três variáveis que podem ultrapassar a taxa de referência se as variações:

- Diminuírem o investimento por 10%
- Aumentarem os preços da eletricidade por 10%
- Aumentarem fator de carga da usina por 10%

#### **Redução dos investimentos por 10%.**

Este cenário é muito improvável de ocorrer porque todos os custos de investimento incluídos no modelo foram revistos detalhadamente e possuem evidências de apoio. Esses custos já incluem descontos importantes devido a novas negociações sobre o desenvolvedor do projeto, Gestamp Eólica S.L., que está desenvolvendo um projeto muito semelhante, a Usina Eólica Cabeço Preto<sup>15</sup>, com a mesma tecnologia.

<sup>15</sup> Usina Eólica Cabeço. Preto Projeto desenvolvido pela Gestamp Eólica S.L. com uma capacidade total instalada de 19,8 MW na região de João Câmara. Projeto de MDL em validação pela mesma DOE (TÜV Nord). Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/ZKK48Y0000MIH8NW93AYJPB65PV4OL/view.html>



Foi obtido um desconto nas turbinas de cerca de 10% como um incentivo de volume do fornecedor, e mais de 75% do investimento referente à linha de transmissão não foi considerado porque este projeto aproveitará infraestrutura da Usina Eólica Cabeço Preto.

Como resultado, a taxa de investimento do projeto da Usina Eólica Cabeço Preto IV é de R\$ 4.500.000 /MW, que é uma proporção muito baixa em comparação com outros projetos semelhantes desenvolvidos no Brasil com uma relação média de investimento de R\$13.000.000 /MW<sup>16</sup>. Por isso, não é um cenário realista considerar que o montante do investimento pode ser reduzido ainda mais, pois foi claramente demonstrado que a atividade de projeto atual é um dos projetos mais baratos desenvolvidos no Brasil.

#### **Aumento do preço da eletricidade por 10% (renda de vendas)**

O preço base da eletricidade foi estabelecido no Leilão Nacional do Brasil (agosto 2010). Esse valor base é de R\$ 124,45/MWh e não pode ser alterado. A única variável que afetará esse preço durante o tempo de vida do projeto é a taxa de inflação do Brasil, que é de 4,5% de acordo com previsões do Banco do Brasil para os próximos anos. Essa taxa já foi considerada no modelo econômico e também durante a análise de sensibilidade.

É importante notar que a inflação não afeta apenas as vendas, mas também os custos de O&M, arrendamento da terra, transmissão e outros custos. Portanto, um cenário em que apenas os rendimentos pela venda de eletricidade são aumentadas sem afetar as outras variáveis no modelo econômico, não é provável que aconteça.

#### **Aumento do fator de carga da usina por 10%**

Este caso é improvável de ocorrer embasado no fato de que um parque eólico típico possui um fator de carga de usina entre 20-40%<sup>17</sup>. Essa afirmação é apoiada pelo caso particular do Brasil que mostra que o fator de carga da usina (fator de capacidade) da energia eólica no Brasil é de aproximadamente 30%<sup>18</sup>. O fator de carga da usina do projeto é de aproximadamente 49%, portanto, não possível que o fator de carga da usina aumente porque o valor atual é muito superior à média de um parque eólico.

Além disso, o fator de carga da usina considerado para este projeto é muito conservador (de acordo com os requisitos da CQNUMC), uma vez que o valor utilizado é 49,41% que tem uma probabilidade de 50%

<sup>16</sup> Foi feita para a TÜV Nord uma tabela comparativa de taxas de investimentos de diversos projetos desenvolvidos no Brasil; a taxa de investimento média desses projetos é de aproximadamente 13 milhões de reais por MW. Alguns desses projetos são:

- Parque Eólico Praias de Parajuru: (Taxa de investimento de R\$ 19.000.000,00 / MW) Referência: <http://diariodonordeste.globo.com/materia.asp?codigo=662042>
- Parque Eólico Osorio: Projeto registrado como MDL (taxa de investimento de R\$ 14.000.000,00 / MW) Referência: <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/XYRSB92C541AXM5SWKCGKIA6IEW0KE/view.html>
- Parques Eólicos Bom Jardim e Água Doce: (Taxa de investimento de R\$ 5.400.000,00 / MW) Referência: [http://www.evwind.com/noticias.php?id\\_not=6742](http://www.evwind.com/noticias.php?id_not=6742)

<sup>17</sup> Green Energy Times. Searsburg Wind Distributions: Truths and Facts. Disponível em: <http://www.greenenergytimes.org/2011/03/23/searsburg-wind-distortions-truths-facts/>

<sup>18</sup> CleantechInvestor. Realizando negócios eólicos no Brasil (Build Brazil's Wind Business). Disponível em: <http://www.cleantechinvestor.com/portal/wind-energy/5374-building-brazils-wind-business.html>



de ocorrência. O valor mais realista é de 35,57% (3.116 horas equivalentes<sup>19</sup>) cuja probabilidade de ocorrência é de 95%.<sup>20</sup> Demonstrou-se, portanto, que foi utilizada uma abordagem conservadora no desenvolvimento do projeto e que atualmente o valor do fator de carga da usina será menor.

### **Análise do ponto de equilíbrio**

A fim de observar a variação necessária para ultrapassar a taxa de referência para a outra variável, foi feita uma análise do ponto de equilíbrio para as variáveis de custo de transmissão e O&M.

- O&M

De acordo com a análise de equilíbrio esta variável precisa diminuir 19,51% para ultrapassar da taxa de referência. Este fato não é provável de acontecer, porque o custo de O&M de um parque eólico possui a tendência a aumentar com o tempo de operação. Essa informação é apoiada pelo relatório da Risø National Laboratory que menciona que o O&M parece estar intimamente relacionado com a idade (tempo de operação) da turbina.

*“Nos primeiros anos, as garantias de fábrica permitem um baixo nível de O&M para o proprietário, mas depois do 10º ano, devem ser esperados grandes reparos e reinvestimentos”<sup>21</sup>.*

O mesmo estudo também menciona que nos dois primeiros anos, o custo de O&M é de aproximadamente 0,3-0,4 c€ / kWh (4,44-5,92 USD / MWh). Após seis anos, os custos de O&M haviam aumentado para cerca de 0,6-0,7 c€ / kWh (8,88-10,36 USD / MWh)<sup>22</sup>. Portanto, conclui-se que os custos de O&M dificilmente diminuem durante a vida útil do projeto. Dessa forma, esse tipo de mudança, na realidade, está fora da tabela.

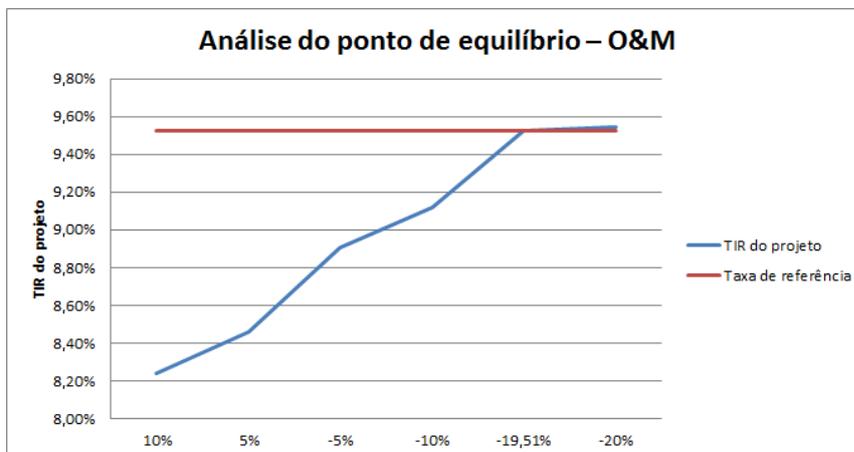
---

<sup>19</sup> As horas equivalentes são calculadas como a relação entre a Energia Líquida relatada no Estudo dos Recursos Eólicos e a Capacidade Total do projeto. Horas equivalentes = 61.699 MWh / 19,8 MW = 3.116 horas equivalente.

<sup>20</sup> “Avaliação de Recursos Eólicos”. Parque Eólico Cabeço Preto IV (Brasil)”, de Barlovento Recursos Naturales, Tabela 17, Pág. 47.

<sup>21</sup> Risø National Laboratory. Energia eólica – Os fatos. Volume 2. Custos e preços. Pág. 101. Disponível em: [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/WETF/Facts\\_Volume\\_2.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_2.pdf)

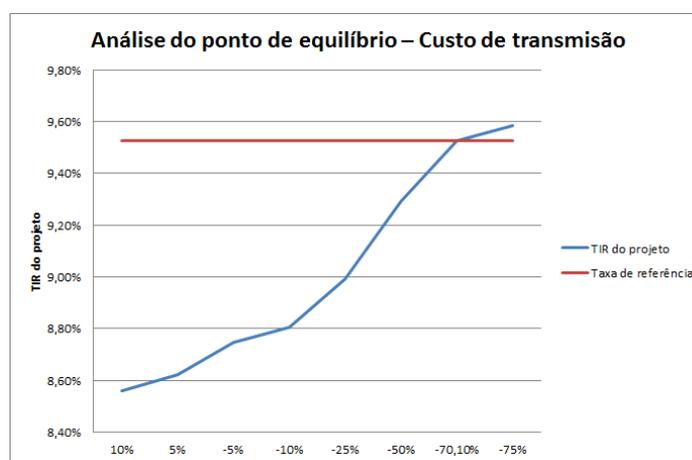
<sup>22</sup> Risø National Laboratory. Energia eólica – Os fatos. Volume 2. Custos e preços. Pág. 100. Disponível em: [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/WETF/Facts\\_Volume\\_2.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_2.pdf)



**Figura 3.** Análise do ponto de equilíbrio – O&M.

- Custo de transmissão

A figura 4 mostra a análise do ponto de equilíbrio para a variável do custo de transmissão. A conclusão desta análise é que o custo de transmissão precisa diminuir 70,10% para ultrapassar a taxa de referência. Isso é impossível de acontecer porque a COSERN estabelece o valor desse custo e ele é aumentado todo ano de acordo com a inflação do país.



**Figura 4.** Análise do ponto de equilíbrio – Custo de transmissão.

Em resumo, o desenvolvimento da atividade de projeto não é possível sem o incentivo RCE (alternativa 1, Subpasso 1a). Portanto, a adicionalidade da atividade de projeto está é claramente demonstrada com base na Análise de investimento, Etapa 2.

### **Etapa 3. Análise de barreiras**

N/A

### **Etapa 4. Análise das práticas comuns**



A análise prática comum foi realizada de acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” ver. 06.0.0.

As etapas da análise de prática comum são as seguintes:

*Etapa 1: Calcular o intervalo de saída aplicável como +/- 50% da saída do projeto ou da capacidade da atividade do projeto proposto.*

A capacidade da atividade de projeto é de 19,8 MW. Portanto, o intervalo de saída aplicável é 9,90-29,70 MW. Esse parâmetro será aplicado nas seguintes etapas.

*Etapa 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as usinas que entreguem a mesma saída ou capacidade, dentro do intervalo de saída aplicável calculado na Etapa 1, conforme a atividade do projeto proposta e iniciou a operação comercial antes da data de início do projeto<sup>23</sup>. Perceba os números  $N_{all}$ . As atividades de projeto MDL registradas e atividades de projetos em processo de validação não devem ser incluídas nesta etapa.*

As usinas de energia do SIN que possuem uma capacidade de produção dentro da faixa de 9,90-29,70 MW são 209, portanto,  $N_{all} = 209$ .

A fonte das informações das usinas é a página web da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)<sup>24</sup>.

*Etapa 3: dentro das usinas identificadas na Etapa 2, identifique aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade do projeto proposto. Perceba os números  $N_{diff}$ .*

Das usinas  $N_{all}$ , 201 possuem uma tecnologia diferente da utilizada na atividade do projeto proposto. Portanto,  $N_{diff} = 201$ .

O Sistema Interligado Nacional é constituído por usinas de energia diferentes, com diferentes tecnologias, tais como: hidráulica, solar, térmica e nuclear. O valor de 201 corresponde às usinas que usam uma tecnologia diferente que um vento<sup>25</sup>.

*Etapa 4: Calcule o fator  $F = 1 - N_{diff}/N_{all}$  representando as usinas com tecnologia semelhante à tecnologia utilizada na atividade do projeto em todas as usinas que fornecem o mesmo resultado ou capacidade da atividade do projeto proposto.*

---

<sup>23</sup> A data de início da atividade do projeto é 06 de dezembro de 2010. No entanto, a informação da ANEEL é atualizada todos os dias. O banco de informações foi de janeiro de 28, 2012. Portanto, algumas plantas foram excluídas da análise utilizando outras informações da ANEEL que mostra as usinas que inicia a operação antes da data de partida. Todas as informações foram entregues ao OED.

<sup>24</sup> Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Capacidade de Geração do Brasil. Verificado em 28 de janeiro de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

A informação da página é atualizada a cada dia, por isso os números de plantas não correspondem aos dados apresentados neste documento. Uma cópia de uma tela de impressão foi entregue ao OED, a fim de demonstrar a informação do janeiro 28, 2012.

<sup>25</sup> O cálculo da prática comum foi entregue ao OED. Neste documento são claramente determinadas as variáveis  $N_{all}$ ,  $N_{diff}$  e  $F$ .



A atividade de projeto proposta é uma “prática comum” dentro de um setor da área geográfica aplicável se as seguintes condições forem cumpridas:

- a) o fator  $F$  é maior que 0,2, e
- b)  $N_{all} - N_{diff}$  é maior que 3.

De acordo com as últimas etapas, o cálculo do Fator  $F$  é o seguinte:

$$F = 1 - N_{diff} / N_{all}$$

Onde:

$$N_{all} = 209$$

$$N_{diff} = 201$$

Portanto,  $F = 1 - (201/209) = 0,038$  e  $N_{all} - N_{diff} = 8$

Para essa atividade de projeto, o valor calculado do fator  $F$  é 0,038. Portanto, de acordo com a etapa 4, a atividade de projeto não é uma prática comum, pois o fator  $F$  é inferior a 0,2.

## B.6. Reduções de emissão:

### B.6.1. Justificativa das escolhas metodológicas:

#### Reduções de emissão:

De acordo com a metodologia ACM0002 v.13.0.0, as reduções de emissões são calculadas da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (1)$$

Onde:

$ER_y$  Reduções de emissões no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/ano)

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

$PE_y$  Emissões do projeto no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/ano)

#### As emissões do projeto

O projeto proposto não é baseado na energia hidrelétrica ou geotérmica e, portanto, não é necessário considerar as emissões de gases de efeito estufa do projeto, de acordo com as diretrizes estabelecidas pela metodologia ACM0002 versão 13.0.0 que menciona o seguinte.

As emissões do projeto são calculadas da seguinte forma

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad (2)$$

Onde:

$PE_y$  Emissões do projeto no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/ano)

$PE_{FF,y}$  Emissões do projeto a partir do consumo de combustível fóssil no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/ano)

$PE_{GP,y}$  Emissões do projeto provenientes da operação de usinas geotérmicas em função da liberação de gases não condensáveis no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/ano)



$PE_{HP,y}$  Emissões do projeto a partir de reservatórios das usinas hidrelétricas no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/ano)

*"Para a maioria das atividades de projeto de energia renovável de geração de energia,  $PE_y = 0$ "*

Essa atividade de projeto não está relacionada com o desenvolvimento de uma usina geotérmica ou hidrelétrica, portanto, a emissão do projeto é considerada nula ( $PE_y = 0$ )

### Vazamento

Para o cálculo do vazamento, a metodologia ACM0002 ver. 13.0.0 afirma:

*"As emissões de vazamento não são consideradas. As principais emissões que aumentam potencialmente o vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões originadas por atividades como a construção da usina e a emissão resultante da utilização de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas"*

Em conclusão, as emissões de vazamento são consideradas nulas.

### Emissões da linha de base

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad (3)$$

Onde:

$BE_y$  = Emissões da linha de base no ano (tCO<sub>2</sub>/ano)  
 $EG_{PJ,y}$  = Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano  $y$  (MWh/ano)  
 $EF_{grid,CM,y}$  = Margem combinada do fator de emissão de CO<sub>2</sub> por geração de energia conectada à rede no ano  $y$  calculada usando a última versão da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (tCO<sub>2</sub>/MWh)

De acordo com a metodologia, como a atividade de projeto está sendo desenvolvido em um local onde nenhuma usina de energia de fonte renovável foi operada antes da implementação, então:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad (4)$$

Onde:

$EG_{PJ,y}$  = Quantidade líquida de geração de eletricidade que é produzida e transmitida pela rede, como resultado da execução da atividade de projeto MDL no ano  $y$  (MWh/ano).  
 $EG_{facility,y}$  = Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto para a rede no ano  $y$  (MWh/ano)

Para o cálculo do fator de emissão, que resultará na redução de emissões totais equivalente de CO<sub>2</sub> para o período total de crédito, será utilizada uma Margem Combinada ( $EF_{grid,CM,y}$ ) de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade ver. 02.2.1".

As etapas para calcular o fator de emissão são:

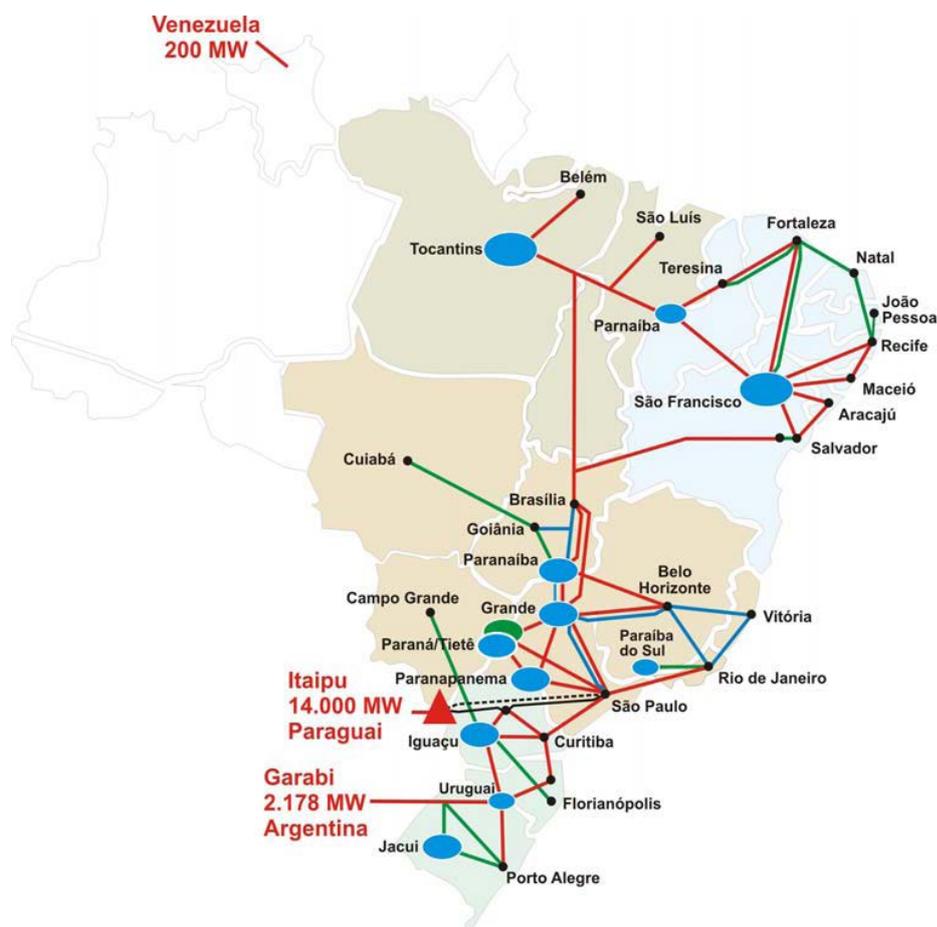
1. Identificar o sistema elétrico relevante.

2. Escolher se deseja incluir usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional)
3. Selecionar um método para determinar a margem operacional (MO).
4. Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado.
5. Calcular o fator de emissão da margem de construção (MCo).
6. Calcular o fator de emissão da margem combinada (MC).

### Etapa 1. Identificar o sistema de energia elétrica de interesse.

Na sua reunião de 29 de abril de 2008, a Autoridade Nacional Designada do Brasil (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC) aprovou uma decisão pela qual o Brasil foi considerado um sistema único de eletricidade (o Sistema Interligado Nacional ou SIN) para efeito de cálculo dos fatores de emissão na metodologia ACM0002 ver 13.0.0. Por isso, o SIN é o **sistema de energia elétrica do projeto**.

Os sistemas de energia elétrica do Uruguai e da Argentina são considerados **sistemas conectados de energia elétrica**, que são conectados ao SIN por meio de linhas de transmissão. O mapa abaixo ilustra a identificação do sistema de energia elétrica.



**Figura 5.** Sistema Interligado Nacional

Para o sistema elétrico acima, foram adotadas as seguintes opções descritas na ferramenta:

- Na determinação do fator de emissão da margem operacional, as importações da Argentina e do Uruguai são consideradas como fontes de geração de eletricidade com um fator de emissão de 0 toneladas de CO<sub>2</sub> por MWh.
- As exportações de energia elétrica para o Uruguai ou para a Argentina não foram excluídas dos dados de geração dados para calcular e controlar os fatores de emissão.

### ***Etapa 2. Escolha se deseja incluir usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional)***

Os participantes do projeto podem escolher entre as duas opções a seguir para calcular a margem de operação e construir fator de emissão da margem:

- Opção I: São incluídas no cálculo somente as usinas da rede.
- Opção II: As usinas da rede de energia e de fora dela são incluídas no cálculo.

A Gestamp Eólica Moxotó S.A. escolheu a Opção I e somente as usinas da rede são incluídas no cálculo. A Opção I corresponde ao processo de cálculo contido nas versões anteriores da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

### ***Etapa 3. Selecionar um método para determinar a margem operacional (MO)***

Os dados da margem operacional foram publicados pela Comissão Interministerial para a Mudança Global do Clima utilizando o método MO de análise dos dados de despacho, por isso foi escolhida a opção (c).

### ***Etapa 4: Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado.***

O método de análise de dados de despacho do fator de emissão MO ( $EF_{grid,OM-DD,y}$ ) é determinado baseado nas unidades da rede que estão realmente enviando no limite a cada hora  $h$  em que o projeto esteja deslocando energia do sistema. Esta abordagem não é aplicável a dados históricos, e, assim, requer monitoramento anual de  $EF_{grid,OM-DD,y}$ .

O fator de emissão é calculado da seguinte forma:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \quad (5)$$

Onde:

- $EF_{grid,OM-DD,y}$  = Análise de dados de despacho na margem operacional de do fator de emissão de CO<sub>2</sub> no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh).
- $EG_{PJ,h}$  = A eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora  $h$  do ano  $y$  (MWh).
- $EF_{EL,DD,h}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> por unidade geradora da rede no topo da ordem de despacho na hora  $h$  no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh).
- $EG_{PJ,y}$  = Eletricidade total deslocada pela atividade do projeto no ano  $y$  (MWh).
- $h$  = Horas por ano  $y$  nas quais a atividade do projeto está deslocando energia da rede.
- $y$  = Ano no qual a atividade do projeto está deslocando energia da rede.



Se os dados do consumo horário de combustível estão disponíveis, então o fator de emissão horário é determinado por:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (6)$$

Onde:

- $EF_{EL,DD,h}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> por unidades geradoras da rede no topo da lista de despacho na hora  $h$  do ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)
- $FC_{i,n}$  = Quantidade de combustível fóssil tipo  $i$  consumido pela unidade geradora da rede  $n$  na hora  $h$  (Unidade de massa ou volume)
- $NCV_{i,y}$  = Valor calorífico neto (conteúdo energético) do combustível fóssil tipo  $i$  no ano  $y$  (GJ/unidade de massa ou volume)
- $EF_{CO_2,i}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> do combustível fóssil tipo  $i$  no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/GJ)
- $EG_{n,h}$  = Eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade geradora da rede  $n$  na hora  $h$  (MWh)
- $N$  = Unidades geradoras da rede no topo da lista de despacho (conforme definido abaixo).
- $I$  = Tipos de combustível fóssil consumidos pela unidade  $n$  no ano  $y$ .
- $H$  = Horas por ano  $y$  nas quais a atividade do projeto está deslocando energia da rede.
- $Y$  = Ano no qual a atividade do projeto está deslocando energia da rede.

O fator de emissão de CO<sub>2</sub> das unidades geradoras da rede  $n$  ( $FE_{EL,n,y}$ ) devem ser determinadas por meio do MO simples, usando as opções A1, A2 ou A3.

Para determinar o conjunto de unidades geradoras da rede  $n$  que estão no topo da lista de envio, obtenha de um centro de envio nacional:

- A ordem de operação do sistema de envio da rede para cada unidade geradora do sistema incluindo unidades geradoras das quais a eletricidade é importada.
- A quantidade de energia (MWh) que é enviada de todas as unidades geradoras no sistema durante cada hora  $h$  que a atividade do projeto esteja deslocando eletricidade.

A cada hora  $h$ , adicione cada unidade geradora da rede usando a ordem de mérito. O grupo de unidades geradoras  $n$  no limite de envio incluem as unidades no topo  $x\%$  da eletricidade total enviada na hora  $h$ , onde  $x\%$  é igual ou maior de qualquer:

(a) 10%.

(b) a quantidade de eletricidade deslocada pela atividade do projeto durante a hora  $h$  dividida pela eletricidade total gerada pelas usinas geradoras durante a hora  $h$ .

A Margem de Operação se refere ao mistura atual de geração de energia instalado no Brasil. O consumo total de combustível para geração é dividido pelos diferentes tipos de usinas geradoras, para determinar a média ponderada das emissões reais de CO<sub>2</sub> no Brasil.



A Autoridade Nacional Designada do Brasil (Comissão Interministerial sobre Mudanças Globais Climáticas – CIMGC) publicou em Ministério da Ciência e Tecnologia site os dados do fator de emissão na margem operacional para cada mês.

Os dados sobre a geração de eletricidade no Brasil foram obtidos do centro de envio SIN (ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico) <sup>26</sup>:

- Geração de eletricidade mensal líquida de cada usina termal, hidrelétrica, eólica e nuclear, publicada pela ONS (2010).
- Geração de eletricidade anual líquida de cada usina termal, hidrelétrica, eólica e nuclear, publicada pela ONS (2010).

Os dados do fator de emissão para a margem de operação foram obtidos do Ministério da Ciência, Tecnologia <sup>27</sup>. O cálculo do fator de emissão da margem operacional será atualizado cada ano, porque o fator de emissão é estabelecido ex post.

**Etapa 5: Calcular o fator de emissão da margem de construção (MCo).**

O valor publicado na Web site da AND <sup>28</sup> para o MCo para o ano de 2009 é de 0,0794. Esse valor será atualizado todo ano porque o fator de emissão é estabelecido ex post.

**Etapa 6: Calcular o fator de emissão da margem combinada (MC).**

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

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times w_{BM} \quad (7)$$

Onde:

- $EF_{grid,OM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem operacional 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).  
 $w_{OM}$  = Ponderação do fator de emissões da margem operacional (%).  
 $w_{BM}$  = Ponderação do fator de emissões da margem de construção (%).

Para os projetos de energia eólica e solar, os pesos-padrão são os seguintes:  $w_{OM} = 0,75$  e  $w_{BM} = 0,25$  (devido à sua natureza intermitente e não despachável).

**B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:**

<sup>26</sup> Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: [http://www.ons.org.br/historico/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx)

<sup>27</sup> A Web site do Ministério da Ciência e Tecnologia é atualizada constantemente. No entanto, às vezes, esse link pode falhar. O valor do  $EF_{grid,OM,y}$  foi certificado pela TUV Nörd.

“Ministério da Ciência e Tecnologia”. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html>

<sup>28</sup> O Web site do Ministério da Ciência e Tecnologia é atualizado constantemente. No entanto, às vezes, esse link pode falhar. O valor do  $EF_{grid,BM,y}$  foi certificado pela TUV Nörd.

“Ministério da Ciência e Tecnologia”. Disponível em:  
<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora>



<b>Dados / Parâmetro:</b>	$EF_{CO_2, i, y}$
Unidade dos dados:	tCO <sub>2</sub> /GJ
Descrição:	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> do combustível tipo <i>i</i> usado na unidade de energia <i>m</i> no ano <i>y</i>
Fonte dos dados utilizados:	Valores padrão do IPCC no limite inferior da incerteza em um intervalo de certeza de 95% conforme fornecido na tabela 1,4 do capítulo 1 do Vol. 2 (Energia) do “2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories”.
Valor utilizado:	Óleo diesel: 72.600 Gás natural: 54.300 Óleo combustível residual: 75.500
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos atualmente utilizados:	Fatores de emissão de combustível foram selecionados das diretrizes de 2006 do IPCC, seguindo as premissas conservadoras estabelecidas nas planilhas de monitoramento.
Comentários:	Esses dados não foram utilizados no cálculo do $EF_{grid, CM, y}$ porque a AND anfitriã já forneceu o valor da $EF_{grid, OM, y}$ e da $EF_{grid, BM, y}$ para o Sistema Interligado Nacional.

<b>Dados / Parâmetro:</b>	$\eta_{k, y}$
Unidade dos dados:	%
Descrição:	Eficiência de conversão de energia líquida média de energia da unidade <i>k</i> no ano <i>y</i>
Fonte dos dados utilizados:	Anexo 1 da ferramenta de fator de emissão.
Valor utilizado:	Turbina a vapor movida a carvão: 50% Motor de combustão interna movido a óleo diesel: 39,5% Ciclo aberto a óleo diesel: 39,5% Ciclo combinado a gás natural: 60% Ciclo aberto a gás natural: 39,5% Motor de combustão interna a óleo combustível residual: 39,5% Turbina a vapor a óleo combustível residual: 39% Turbina a vapor a gás de alto-forno: 37,5%
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos atualmente utilizados:	As eficiências de conversão de energia foram selecionadas a partir da ferramenta fator de emissão. Como as informações detalhadas sobre as usinas não estão disponíveis (dados detalhados sobre a tecnologia e a data de construção), devem ser adotadas as seguintes hipóteses conservadoras na determinação da eficiência das usinas: todas as usinas foram construídas após 2000 e que foi utilizada a tecnologia mais eficiente, quando a tecnologia não for informada.
Comentários:	Esses dados não foram utilizados no cálculo do $EF_{grid, CM, y}$ porque a AND anfitriã já forneceu o valor da $EF_{grid, OM, y}$ e da $EF_{grid, BM, y}$ para o Sistema Interligado Nacional.

### B.6.3 Cálculo ex ante da redução de emissões:



### **Emissões do projeto**

O projeto proposto não é baseado na energia hidrelétrica ou geotérmica e, portanto, não é necessário considerar as emissões de gases de efeito estufa do projeto, de acordo com as diretrizes estabelecidas pela metodologia ACM0002 ver.13.0.0:

*"Para a maioria das atividades de projeto de energia renovável de geração de energia,  $PE_y = 0$ "*

Essa atividade de projeto não está relacionada com o desenvolvimento de uma usina geotérmica ou hidrelétrica nem envolve um consumo de combustível fóssil, portanto, a emissão do projeto é considerada nula ( $PE_y = 0$ )

### **Vazamento**

A metodologia ACM0002 ver. 13.0.0 afirma o seguinte:

*"As emissões de vazamento não são consideradas. As principais emissões que aumentam potencialmente o vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões originadas por atividades como a construção da usina e a emissão resultante da utilização de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas".*

Em conclusão, as emissões de vazamento são consideradas nulas.

### **Emissões da linha de base**

Para calcular as emissões da linha de base é necessário obter o fator de emissão da rede, que é composto de duas partes: Margem Operacional ( $EF_{grid,OM,y}$ ) e Margem de Construção ( $EF_{grid,BM,y}$ ), e é calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 02.2.1).

Usando a metodologia aprovada ACM0002 Versão 13.0.0 e a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", os dados da operação e margem de construção são calculados pela Autoridade Nacional Designada do Brasil (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC). O fator do coeficiente de emissão por tipo de combustível é determinado em  $tCO_2/MWh$  em vez de  $tCO_2/massa$  ou volume.

Os dados da operação e margem de construção calculada foram obtidos usando as informações da Autoridade Nacional Designada do Brasil (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC)

O cálculo do fator de emissão da Margem Operacional para 2010 é de  $0,4789 tCO_2/MWh$  (ver detalhes no anexo 3)

A Margem de Construção é obtida a partir das informações anuais apresentadas pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Para o ano de 2009, a Margem de Construção é  $0,0794 tCO_2/MWh$ .

### **Cálculo do fator de emissão (FE) da linha de base**



O fator de emissão da linha de base é calculado como a média ponderada do fator de emissão da Margem Operacional e do fator de emissão da Margem de Construção. Para os projetos de energia eólica e solar, os pesos-padrão são os seguintes:  $W_{OM} = 0,75$  e  $W_{BM} = 0,25$  (devido à sua natureza intermitente e não despachável).

Assim, o fator de emissão da linha de base *ex post* será:  $0,75 * 0,4789 + 0,25 * 0,0794 = \mathbf{0,379}$  tCO<sub>2</sub>/MWh

### Reduções de emissão:

A redução de emissões pela atividade de projeto é a diferença entre as emissões de linha de base, emissões do projeto e Emissões devido a vazamento. Uma vez que não há emissão de projeto e de emissão devido a vazamento não, as reduções de emissões serão a emissão de linha de base. Estas emissões da linha de base é o fator de emissão multiplicado pela geração de energia.

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

$ER_y$  = Reduções de emissões no ano  $y$  (t CO<sub>2</sub>e/ano)  
 $BE_y$  = Emissões de linha de base no ano  $y$  (t CO<sub>2</sub>/ano)  
 $PE_y$  = Emissões do projeto no ano  $y$  (t CO<sub>2</sub>e/ano)

Fator de emissão da linha de base = **0,379** tCO<sub>2</sub>/MWh  
Geração anual: = 85,709 GWh  
Emissões da linha de base = 32.484 tCO<sub>2</sub>/ano

Emissões da linha de base: 32.484 tCO<sub>2</sub>/ano

### B.6.4 Resumo da estimativa antecipada de redução de emissões:

Total de redução de emissões durante o período de crédito: 227.388 tCO<sub>2</sub> (Ver o Anexo 3)

Estimativa de reduções de emissões:

Ano	Estimativa das emissões de atividade do projeto (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa das emissões da linha de base (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa de vazamento (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa das reduções de emissões globais (toneladas de CO <sub>2</sub> e)
2012	0	2.707	0	2.707
2013	0	32.484	0	32.484
2014	0	32.484	0	32.484
2015	0	32.484	0	32.484
2016	0	32.484	0	32.484
2017	0	32.484	0	32.484
2018	0	32.484	0	32.484
2019	0	29.777	0	29.777



<b>Total (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	<b>0</b>	<b>227.388</b>	<b>0</b>	<b>227.388</b>
---	----------	----------------	----------	----------------

Tabela 10. Estimativa de reduções de emissão

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

<b>Dados / Parâmetro:</b>	<b><math>EG_{facility,y}</math></b>
Unidade dos dados:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pela planta/unidade do projeto para a rede no ano y
Fonte dos dados utilizados:	Medidores de energia instalados no parque eólico e na subestação
Valor dos dados utilizados para fins de cálculo das expectativas de reduções de emissão na seção B.5	O projeto não foi implementado, portanto, foram utilizadas as estimativas disponíveis (85,709 GWh/ano, estabelecida pelo Estudo fonte eólica elaborado pela Barlovento Recursos Naturales).
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	<p>Este valor é calculado considerando as perdas de energia devidas ao comprimento das linhas de transmissão. Os dados são calculados usando a seguinte equação:</p> $EG_{facility,y} = X_{Loss} * EG_{m,Wf} \quad (9)$ <p>Onde:</p> <p><math>EG_{facility,y}</math> = Quantidade de energia líquida fornecida pela planta/unidade do projeto para a rede no ano y (MWh/ano)</p> <p><math>X_{Loss}</math> = Fator de perda devido à perda de energia através da linha de transmissão (calculado pela equação 8).</p> <p><math>EG_{m,Wf}</math> = Medida da energia bruta pelo parque eólico do projeto na saída do parque (MWh), incluindo a atividade do projeto.</p> <p>A soma da eletricidade líquida gerada em cada parque eólico (ligado à mesma linha de transmissão) usando a equação 9 irá verificar o relatório publicado pelo CCEE.</p> <p>Para calcular a energia líquida do projeto é necessário calcular um fator de perda de energia devido a perdas nas linhas de transmissão. Este fator é calculado usando a seguinte equação:</p> $X_{Loss} = \frac{EG_{DP}}{\sum_m EG_{m,Wf}} \quad (8)$ <p>Onde:</p> <p><math>X_{Loss}</math> = Fator de perda devido às perdas nas linhas de transmissão.</p>



	<p><math>EG_{DP}</math> = Medida da energia líquida nas subestações/ ponto de entrega (MWh).</p> <p><math>EG_{m,WF}</math> = Energia bruta medida na saída do parque eólico (conectado à mesma linha de transmissão) (MWh), incluindo a atividade do projeto.</p> <p>As variáveis <math>X_{Loss}</math>, <math>EG_{DP}</math> e <math>EG_{m,WF}</math> são definidas nessa seção.</p> <p>De acordo com a metodologia ACM0002 versão 13.0.0 os seguintes parâmetros devem ser medidos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>A quantidade de energia fornecida pela usina de projeto para a rede.</li> <li>A quantidade de energia entregue a planta do projeto da rede.</li> </ol> <p>Por conseguinte, as medições vão ser feitas em cada ponto de amostragem, a fim de se obter a produção de energia eléctrica líquida de cada ponto de medição.</p> <p>A energia despachada pela atividade do projeto será monitorizada com medidas oficiais, de acordo com os procedimentos estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Eléctrico ONS.</p> <p>Informação adicional dos medidores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Número de medidores: 2 medidores na saída do parque eólico (1 principal, 1 apoio), e 2 e dois na subestação para medir a energia líquida e toda a linha de transmissão (1 principal, 1 apoio).</li> <li>Tipo: bidirecional</li> <li>Classe de precisão: Erro máximo de 0,2 kWh</li> <li>Frequência de calibração: 2 anos</li> </ul>
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (GQ/CQ) a serem utilizados:	<p>Estes dados serão usados diretamente no cálculo das reduções de emissões de CO<sub>2</sub>. O equipamento de medição será calibrado e verificado periodicamente com rigor quanto à precisão.</p> <p>A verificação será feita com a energia medida e o relatório da energia produzida publicado pelo CCEE (Câmara de Comercialização de Energia).</p>
Comentários:	Os dados serão arquivados de forma eletrônica. Os dados arquivados serão mantidos durante o período de crédito e dois anos depois.

<b>Dados / Parâmetro:</b>	<b>EF<sub>grid, CM,y</sub></b>
Unidade dos dados:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem combinada de CO <sub>2</sub> para a geração de energia em rede no ano y, calculado com a utilização da última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Fonte dos dados utilizados:	Dados calculados com base em 75% do valor de MO e 25% do valor da MCo
Valor dos dados utilizados para fins de cálculo das expectativas de reduções de emissão na	<b>0,379 t CO<sub>2</sub>/MWh.</b> Esse valor será alterado porque o fator de emissão é ex post e precisa ser atualizado anualmente com os últimos dados disponíveis de MO e MCo.



seção B.5	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	É calculado pela AND usando a Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 02.2.1) com dados de um ano de coleta e opção do cálculo ex post com base em 75% do MO e 25% do MCo. Calculado uma vez durante a finalização do DCP
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (GQ/CQ) a serem utilizados:	N/A
Comentários:	N/A

<b>Dados / Parâmetro:</b>	<b>EF<sub>grid,OM,y</sub></b>
Unidade dos dados:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Margem de operação do Sistema Interligado Nacional, obtida com o método de envio pelo AND Brasileiro.
Fonte dos dados utilizados:	Valores mensais estão disponíveis na web Page do AND. <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora</a> <sup>29</sup>
Valor dos dados utilizados para fins de cálculo das expectativas de reduções de emissão na seção B.5	Devido a variações na produção de eletricidade. A margem de operação é derivada de uma média ponderada da energia produzida e do fator de emissão fornecida pelo AND. Veja o anexo 3
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	A média ponderada é calculada pela equação: $EF_{grid,OM,y} = \text{suma (geração líquida mensal * } EF_{grid,OM} \text{ Mensal)} / (\text{Energia anual líquida})$
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (GQ/CQ) a serem utilizados:	N/A
Comentários:	N/A

<b>Dados / Parâmetro:</b>	<b>EF<sub>grid,BM,y</sub></b>
Unidade dos dados:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Margem de Construção do Sistema Interligado Nacional, publicada pelo AND Brasileira.
Fonte dos dados utilizados:	A margem de construção está disponível na web Page do AND. <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora</a> <sup>30</sup>
Valor dos dados utilizados para fins de	Para o ano de 2009 margem de construção é de 0,0794 tCO <sub>2</sub> /MWh. Este valor irá muda no futuro porque o fator de emissão é ex post.

<sup>29</sup> The Ministry of Science and Technology webpage is constantly updated; therefore, sometimes this link can fail. The value of the EF<sub>grid,OM,y</sub> was certified by Tüv Nord.

<sup>30</sup> O Web site do Ministério da Ciência e Tecnologia é atualizado constantemente. No entanto, às vezes, esse link pode falhar. O valor do EF<sub>grid,BM,y</sub> foi certificado pela TUV Nörd.



cálculo das expectativas de reduções de emissão na seção B.5	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	O AND brasileiro calcula a margem de construção anualmente.
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (GQ/CQ) a serem utilizados:	N/A
Comentários:	N/A

<b>Dados / Parâmetro:</b>	<b>EG<sub>DP</sub></b>
Unidade dos dados:	MWh
Descrição:	Energia líquida medida na subestação/ponto de entrega
Fonte dos dados utilizados:	Os dados monitorados no medidor instalado na subestação João Câmara (Ponto de entrega de energia).
Valor dos dados utilizados para fins de cálculo das expectativas de reduções de emissão na seção B.5	Esta variável será monitorada; portanto, não existe um valor esperado para ser aplicado antes que o projeto entre em atividade.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	A energia enviada será monitorada usando medidas oficiais de acordo com os procedimentos estabelecidos. Informação adicional dos medidores: <ul style="list-style-type: none"><li>• Tipo: bidirecional</li><li>• Classe de precisão: Erro máximo de 0,2 kWh</li><li>• Frequência de calibração: 2 anos</li><li>• Medições: Medição horária e registro mensal.</li></ul>
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (GQ/CQ) a serem utilizados:	Estes dados serão usados diretamente para cálculo da energia líquida gerada pela atividade do projeto. O equipamento de medição será calibrado corretamente e verificado periodicamente.
Comentários:	N/A

<b>Dados / Parâmetro:</b>	<b>EG<sub>m,WF</sub></b>
Unidade dos dados:	MWh
Descrição:	Medida da energia bruta do parque eólico do projeto na saída do parque (MWh), incluindo a atividade do projeto.
Fonte dos dados utilizados:	Dados monitorados na saída do parque eólico.
Valor dos dados utilizados para fins de cálculo das	Esta variável será monitorada. Portanto, não existe um valor esperado para ser aplicado antes que o projeto entre em atividade.



expectativas de reduções de emissão na seção B.5	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	A energia enviada será monitorada usando medidas oficiais de acordo com os procedimentos estabelecidos.  Informação adicional dos medidores: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipo: bidirecional</li> <li>• Classe de precisão: Erro máximo de 0,2 kWh</li> <li>• Frequência de calibração: 2 anos</li> <li>• Medições: Medição horária e registro mensal.</li> </ul>
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (GQ/CQ) a serem utilizados:	Estes dados serão usados diretamente para cálculo da energia líquida gerada pela atividade do projeto. O equipamento de medição será calibrado corretamente e verificado periodicamente.
Any comment:	N/A

<b>Dados / Parâmetro:</b>	$X_{Loss}$
Unidade dos dados:	Sem dimensões
Descrição:	Fator de perda devido a perdas de energia nas linhas de transmissão.
Fonte dos dados utilizados:	Relação entre a energia medida no ponto de entrega e a soma de toda a energia medida em cada parque eólico.  $X_{Loss} = \frac{EG_{DP}}{\sum_m EG_{m,WF}} \quad (8)$
Valor dos dados utilizados para fins de cálculo das expectativas de reduções de emissão na seção B.5	Esta variável será calculada depois que a medição da energia no parque eólico e subestações for realizada.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	A energia enviada será monitorada usando medidas oficiais de acordo com os procedimentos estabelecidos.  Informação adicional dos medidores: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipo: bidirecional</li> <li>• Classe de precisão: Erro máximo de 0,2 kWh</li> <li>• Frequência de calibração: 2 anos</li> <li>• Medições: Medição horária e registro mensal.</li> </ul>
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (GQ/CQ) a serem utilizados:	Estes dados serão usados diretamente para cálculo da energia líquida gerada pela atividade do projeto. O equipamento de medição será calibrado corretamente e verificado periodicamente.
Comentários:	N/A

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

#### 1. Introdução



O Plano de Monitoramento define o processo de coleta de dados necessários para:

- A elaboração de um relatório periódico sobre o monitoramento da redução nas emissões de CO<sub>2</sub> atribuíveis a Usina Eólica Cabeço Preto IV, que será verificado para a apresentação periódica das RCEs. (Veja o anexo 4).

O Plano de Monitoramento possui as seguintes tarefas:

- Coleta de dados e os cálculos para determinar as reduções de emissões e as contribuições ao desenvolvimento sustentável.
- Controle de qualidade e das políticas de segurança.
- Responsabilidades.

## 2. Duração

O Plano de Monitoramento será implementado ao longo dos períodos de crédito de 7 anos de atividade do projeto. Todos os dados e evidências coletadas como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por, pelo menos, 2 anos após o fim do último período de créditos.

## 3. Elaboração de um relatório anual sobre o monitoramento das reduções de emissão

### 3.1. Fator de emissão da rede:

#### Fator de emissão da margem operacional

A margem operacional é considerada *ex post*. A web site da AND contém o valor da margem operacional de um período mensal. Então, a media ponderada do fator de emissão da margem operacional é calculado e será usado o valor mais recente disponível no período de verificação.<sup>31</sup>

#### Fator de emissão da margem de construção

A margem operacional é considerada *ex post*. Neste caso, o valor mais recente disponível será usado na verificação periódica.<sup>32</sup>

### 3.2. Controle e garantia da qualidade dos dados

A qualidade dos dados utilizados na estimativa das reduções de emissões de CO<sub>2</sub> é controlada e/ou garantida por meio de:

#### Uso de controles internos:

- A medição da energia fornecida pelo parque eólico será realizada de acordo com os procedimentos do ONS.
- Os medidores de energia (e medidores de energia de segurança) devem cumprir os requisitos técnicos e serem calibrados.
- Deve ser realizada a manutenção preventiva e corretiva do sistema de medição.

#### Realização das validações dos dados:

---

<sup>31</sup> O Web site do Ministério da Ciência e Tecnologia é atualizado constantemente. No entanto, às vezes, esse link pode falhar. O valor do  $EF_{grid,OM,y}$  foi certificado pela TUV Nörd.

“Ministério da Ciência e Tecnologia”. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

<sup>32</sup> O Web site do Ministério da Ciência e Tecnologia é atualizado constantemente. No entanto, às vezes, esse link pode falhar. O valor do  $EF_{grid,BM,y}$  foi certificado pela TUV Nörd.

“Ministério da Ciência e Tecnologia”. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>



- Verificação dupla dos dados sobre a energia fornecida pelo parque eólico a Sistema Interligado Nacional e dados publicados no relatório CCEE da energia produzida.
- No caso de mau funcionamento do medidor principal, ele irá usar as leituras do medidor de apoio. Quando o medidor principal for reparado, serão utilizadas as medições do medidor principal.
- No caso em que ambos os medidores estão avariados, a informação da energia gerada será obtida a partir do relatório da CCEE.
- As medições da energia entregue pela atividade do projeto para a rede nacional ser ao registradas e comparadas mensalmente com os dados publicados pelo relatório CCEE de energia produzida. Caso diferenças de mais de 0,2% sejam identificadas, o sistema de medição de geração de energia deve ser revisado. O menor valor será usado para estimar a redução de emissões.

#### **Realização dos cálculos usando um Sistema de Gerenciamento de Dados (SGD)**

- Foi elaborado um sistema de gerenciamento de dados para garantir que todos os cálculos sejam realizados automaticamente e armazenados, registrados e controlados adequadamente para poderem, portanto, serem adequadamente verificados. Este sistema está estruturado em planilhas, dados validados, de acordo com menção acima.

#### *3.3. Responsabilidades*

- O gerente de operação do parque eólico assumirá todas as responsabilidades relativas ao monitoramento das reduções de emissão e será treinado pela matriz para a utilização do plano de monitoramento e o respectivo sistema de monitoramento de dados.
- A manutenção do sistema de medição de acordo com os procedimentos do ONS será realizada pelo gerente de manutenção. A formação de pessoal da manutenção será realizada pelo fornecedor de turbinas eólicas.
- Para este tipo de projeto, as situações em que as emergências podem causar emissões significativas não intencionais não são prováveis de ocorrer. Portanto, esta questão não é considerada no plano de monitoramento.

A figura seguinte descreve a estrutura operacional e de gerenciamento que controlará as reduções de emissões geradas pela atividade do projeto

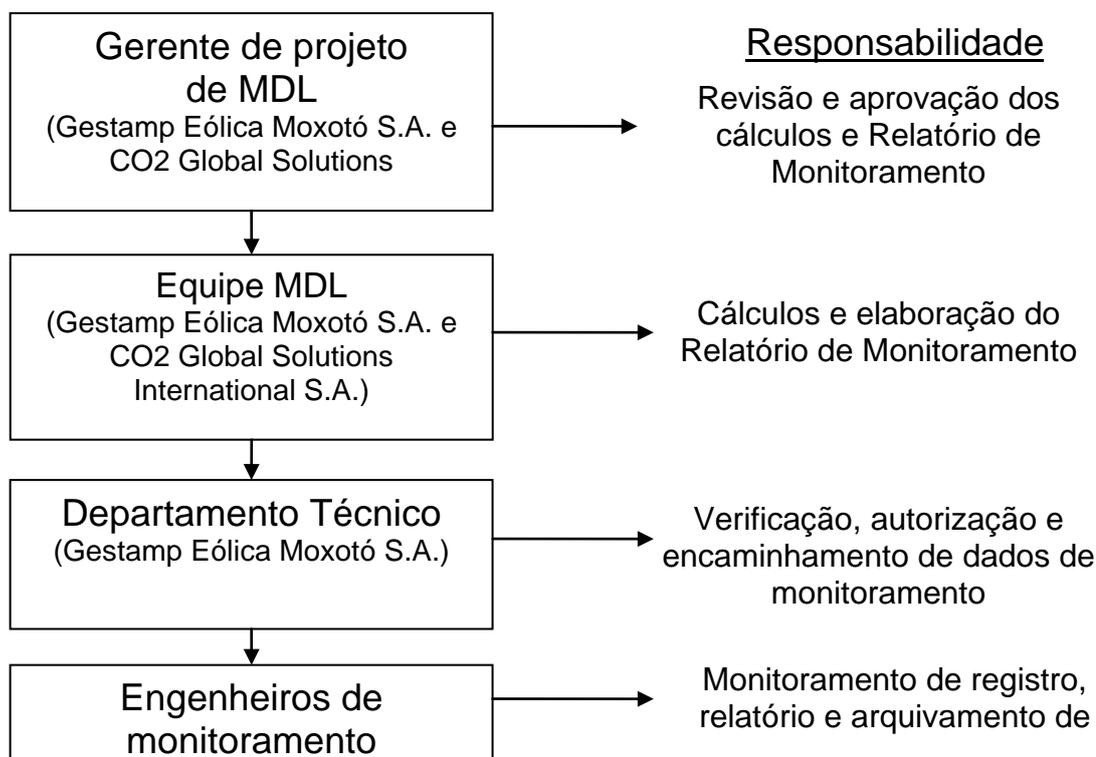
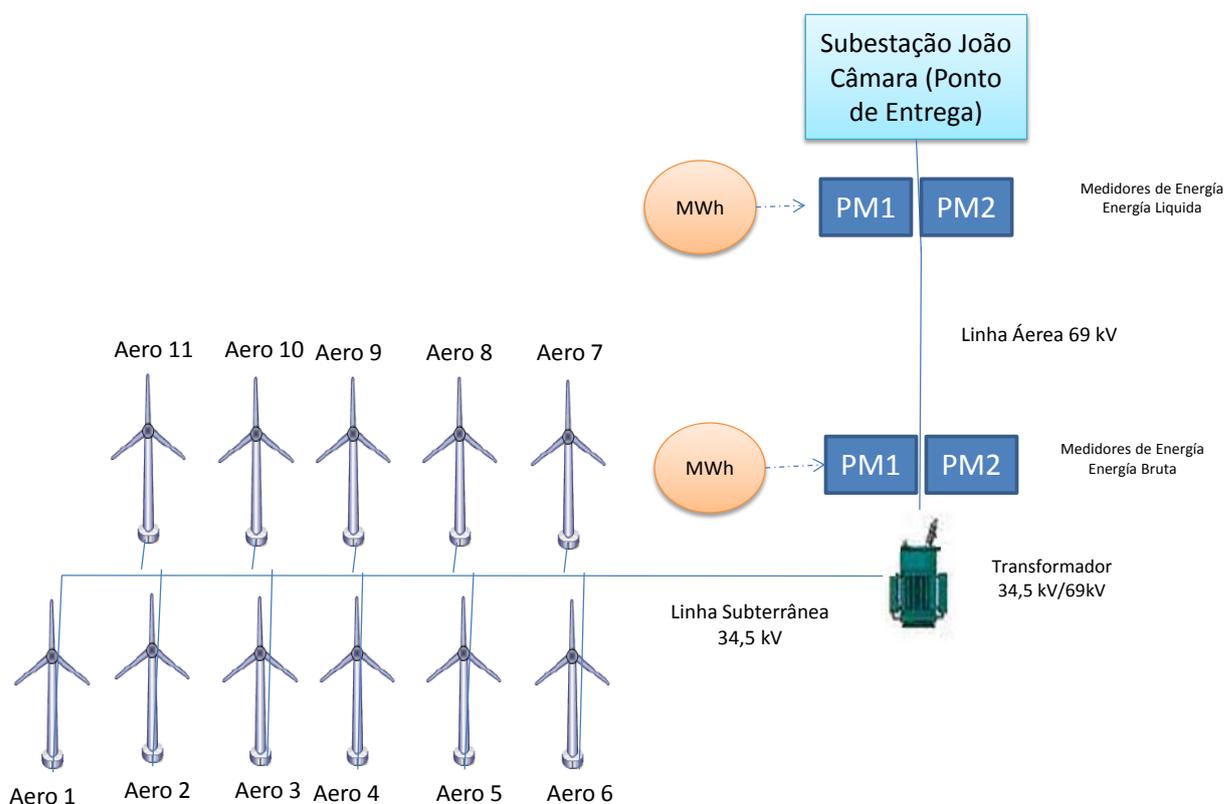


Figura 6. Diagrama do fluxo das emissões monitoradas

<b>Monitoramento de emissão e procedimentos de cálculos</b>	
<b>Fonte e coleta de dados</b>	Os dados foram obtidos junto ao Departamento Técnico para o parque eólico.
	A maioria dos dados está disponível e registrada de acordo com o sistema de gerenciamento.
	A frequência dos dados é baseada no sistema de gerenciamento de dados.
	Os dados são monitorados pelos engenheiros de monitoramento do parque eólico. Todos os dados são revisados pelo Departamento Técnico.
<b>Compilação dos dados</b>	Os dados são transmitidos para a Equipe de MDL
<b>Cálculo da emissão e Relatório de Monitoramento</b>	Os cálculos da emissão são feitos em uma base anual com dados que são coletados diária, mensal ou anualmente, dependendo da natureza dos dados.
	Todos os dados são calculados pela Equipe do MDL, utilizando uma planilha Excel. O Relatório de Monitoramento será elaborado pela Equipe do MDL.
<b>Revisão e aprovação dos dados de emissão</b>	O Relatório de Cálculo e Monitoramento é revisado e aprovado pelo gerente de projeto de MDL.
<b>Manutenção de registros</b>	Todos os dados serão registrados eletronicamente. Os engenheiros de monitoramento são responsáveis pela manutenção dos registros.

Tabela 11. Monitoramento de emissão e procedimentos de cálculos



**Figura 7.** Diagrama simplificado

De acordo com a Figura 7, haverá dois medidores no início da subestação e dois medidores adicionais na saída do parque eólico. Isso é realizado para que se conheça a energia gerada pelo parque eólico e evitar um problema futuro se um novo parque eólico estiver ligado à mesma linha de transmissão. O monitoramento da eletricidade produzida é feito de acordo com os regulamentos do país, estes regulamentos são preparados pelo CCEE.

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

Data da conclusão: 25/01/2011

Alfonso Lanseros Valdés

Sócio consultor

[infocdm@co2-solutions.com](mailto:infocdm@co2-solutions.com)

**CO<sub>2</sub> Global Solutions International S.A. (participante do projeto)**

Claudio Coello 76 Bajo C

Madrid 28001, Espanha

Tel: +34 914261783 / +34 917814148

Fax: +34 917814149

[www.co2-solutions.com](http://www.co2-solutions.com)

**SECTION C. Duração da atividade do projeto / período de crédito****C.1 Duração da atividade do projeto:****C.1.1. Data inicial da atividade do projeto:**

06/12/2010

Nesta data o proprietário do projeto realizou o primeiro grande compromisso financeiro. A Gestamp Eólica Moxotó S.A. realizou o depósito da Garantia de Fiel Cumprimento, correspondente a 5% do valor total do investimento do projeto, este pagamento foi solicitado pelo governo como pré requisito para garantir a autorização oficial para a implementação do projeto de acordo com as regras do edital do leilão de energia, no qual seu lance para o preço da energia foi o vencedor.

**C.1.2. Expectativa de vida útil operacional da atividade do projeto:**Espera-se que a atividade do projeto tenha uma duração mínima de 20 anos<sup>33</sup>.**C.2 Escolha do período de crédito e das respectivas informações:****C.2.1. Período de crédito renovável****C.2.1.1. Data inicial do primeiro período de crédito:**

01/12/2012

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

Gestamp Eólica Moxotó S.A. escolherá um período de crédito renovável de 7 anos e 0 mês.

**C.2.2. Período de crédito fixado:****C.2.2.1. Data inicial:**

N/A

**C.2.2.2. Duração:**

N/A

**SEÇÃO D. Impactos ambientais****D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo os impactos transfronteiriços:**

A Gestamp Eólica Moxotó S.A. elaborou o RAS (Relatório Ambiental Simplificado) do projeto para refletir o impacto ambiental da implementação do parque eólico. Este estudo foi uma exigência para obtenção da licença ambiental (Processo nº 2010-036847/TEC/LL-0076) pela IDEMA Neste documento pode-se ver os impactos físico, social, biológico e cultural na região onde o projeto será realizado

<sup>33</sup> Esta estimativa é baseada nas informações técnicas do fornecedor. Veja a brochura Vestas V90-3MW. Página 12.



Gestamp Eólica Moxotó S.A. gerará energia por meio de fontes renováveis, principalmente o vento. A atividade do projeto será localizada em João Câmara, Rio Grande do Norte.

Para estudar o impacto ambiental foi utilizado o método “Lista de verificação”, que consiste em listar as atividades do projeto que podem causar alguma consequência sobre o ambiente onde o projeto é desenvolvido. Alguns atributos foram usados para caracterizar o benefício ou os efeitos adversos das atividades do projeto, quais sejam: Carácter, magnitude, tamanho, duração, condição ou reversibilidade, ordem, temporalidade e escala.

Geralmente, um gerador de energia eólica é uma atividade que produz energia elétrica e é mais compatível com o ambiente. Isto possui um aspecto favorável ambiental devido às características operacionais das turbinas eólicas e, além disso, é um exemplo de energia limpa que não descarta resíduos no ambiente.

Por causa disso, os impactos na vegetação e nos habitats durante o processo de preparação e construção no local não serão significativos. Durante a fase de funcionamento da atividade de projeto, a regeneração da vegetação ocorrerá naturalmente. Além disso, as vantagens que serão obtidas pela atividade de projeto ultrapassarão os possíveis impactos ambientais negativos.

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

Após a respectiva revisão legal, o projeto do parque eólico Cabeço Preto IV foi aprovado pela IDEMA “Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte” (Processo No. 2010-036847/TEC/LP-0076). Posteriormente, o projeto obteve a licença de instalação em 16 de fevereiro de 2011 (Processo n° 2010-040000/TEC/LI-0063).

A conclusão final do Relatório Ambiental Simplificado é que o projeto não apresenta impacto ambiental significativo.

No contrato, com os termos e as condições da resolução, as seguintes medidas de mitigação serão tomadas para diminuir os principais impactos ambientais e para beneficiar mais a sociedade. Estas ações foram realizadas de acordo com as atividades solicitadas pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA).

Algumas das medidas de mitigação são as seguintes:

#### **Preparação de Acesso**

- Estudo para encontrar a melhor maneira de acessar a área desejada. Encontrar o caminho que possua menos declives ou encostas, ou um lugar onde há menos vegetação ou vegetação seca. Isso é feito com a finalidade de reduzir os danos à vegetação da região.

#### **Preparação da área**

- Instale uma sinalização que aponte as áreas de trabalho perigosas para evitar acidentes. Essa sinalização deve conter avisos ou informações que auxiliem o trabalhador.
- Prepare um local apropriado para armazenamento de materiais, o que deve ser feito somente dentro da área do projeto.

**Aquisição de materiais**

- Se possível, sempre compra produtos industriais de empresas que operam no estado, assim promovendo o crescimento econômico.
- É recomendado que os alimentos para abastecer as obras fossem comprados na área de influência funcional da empresa.

**Trabalho de limpeza**

- Materiais de resíduos e produtos utilizados durante a construção devem ser reciclados.
- Os trabalhadores envolvidos na operação devem receber orientação sobre o descarte de materiais.
- Remover todos os dispositivos de sinais utilizados.

**Fase de Operação.**

- Recomenda-se que os insumos utilizados no projeto sejam obtidos na área de influência.
- Deve ser implementado um sistema de segurança que atenda as necessidades da empresa. As instalações devem cumprir normas sanitárias rigorosas para garantir o padrão de qualidade.
- Faça uma revisão periódica e manutenção de sistema de incêndio.
- Manter as estradas de acesso marcadas.

**SECTION E. Comentários das partes envolvidas****E.1. Breve descrição do processo do convite e da forma de compilação dos comentários das partes envolvidas:**

Os comentários das partes envolvidas foram recebidos por meio do envio de cartas-convite, seguindo as recomendações definidas pela Comissão Interministerial sobre Mudança do Clima. Foram convidadas as seguintes partes envolvidas:

- Prefeitura Municipal de João Câmara
- Câmara Municipal de João Câmara
- Conselho Nacional de Meio Ambiente
- FBOMS: Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento
- Instituto de Meio Ambiente
- Ministério Público do Estado do Rio Grande do Norte.
- Ministério Público Federal.
- Departamento do Meio Ambiente e Recursos Hídricos – Governo do Estado do Rio Grande do Norte

Convites foram enviados no dia 4 de Janeiro de 2011. O AND do Brasil solicitou que o documento DCP esteja disponível em uma web site. Assim, em 20 de Janeiro de 2010 o DCP da Usina Eólica Cabeço Preto IV foi publicado em português na web site da CO2 Solutions.

<http://www.co2-solutions.com/#/brgstmp01/4546777851>



Os convites foram recebidos durante um período de 15 dias, de acordo com as recomendações, e cópias dos convites com seus respectivos ARs (confirmação de recebimento) serão entregues ao AND Brasileiro (Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas).

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

Nenhum comentário recebido.

**E.3. Relatório sobre as respostas dadas aos comentários recebidos:**

Nenhum comentário recebido.

**Anexo 1****INFORMAÇÕES PARA CONTATO COM OS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO****PRINCIPAL PATROCINADOR DO PROJETO**

Empresa	Gestamp Eólica Moxotó S.A.
Endereço:	Av. Dr. Silvio Bezerra de Melo, 418-A 1º Andar
Edifício:	
Cidade:	Lagoa Nova
Estado:	Rio Grande do Norte
CEP:	59390-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (041) 32521052
FAX:	+55 (041) 32533025
E-mail:	<a href="mailto:jose.orue@gonvarri.com">jose.orue@gonvarri.com</a>
Web site:	
Representada por:	José Antonio Orue Mera
Título:	Sr.
Tratamento:	
Sobrenome:	Orue
Nome do meio:	Antonio
Primeiro nome:	José
Departamento:	
Tel. Celular:	
Fax direto:	+55 (041) 32533025
Tel. direto:	
E-mail pessoal:	<a href="mailto:jose.orue@gonvarri.com">jose.orue@gonvarri.com</a>



Empresa	CO <sub>2</sub> Global Solutions International S.A.
Endereço:	C/ Claudio Coello
Edifício:	76, Bajo C
Cidade:	Madri
Estado:	Madri
CEP:	28001
País:	Espanha
Telefone:	+34 91 7814148
FAX:	+34 91 7814149
E-mail:	<a href="mailto:infocdm@co2-solutions.com">infocdm@co2-solutions.com</a>
Web site:	<a href="http://www.co2-solutions.com">www.co2-solutions.com</a>
Representada por:	Alfonso Lanseros Valdés
Título:	Sócio consultor
Tratamento:	Sr
Sobrenome:	Lanseros
Nome do meio:	
Primeiro nome:	Alfonso
Departamento:	Desenvolvimento MDL
Tel. Celular:	+34 652 79 59 10
Fax direto:	+34 91 781 41 49
Tel. direto:	+34 91 781 41 48
E-mail pessoal:	<a href="mailto:infocmd@co2-solutions.com">infocmd@co2-solutions.com</a>



**Anexo 2**

**INFORMAÇÕES SOBRE O FINANCIAMENTO PÚBLICO**

N/A

**Anexo 3****INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE**

Geração de energia por tipo de usina (GWh):

<b>Setor hidrelétrico (GWh)</b>	
	<b>2010</b>
<b>Jan</b>	37.586,52
<b>Fev</b>	35.431,87
<b>Mar</b>	39.299,17
<b>Abr</b>	36.035,14
<b>Mai</b>	35.750,91
<b>Jun</b>	33.115,37
<b>Jul</b>	35.346,34
<b>Ago</b>	33.902,32
<b>Set</b>	32.438,16
<b>Out</b>	34.026,46
<b>Nov</b>	33.564,24
<b>Dez</b>	36.396,89

<b>Setor térmico convencional (GWh)</b>	
	<b>2010</b>
<b>Jan</b>	1.163,16
<b>Fev</b>	1.556,92
<b>Mar</b>	1.421,98
<b>Abr</b>	1.309,60
<b>Mai</b>	2.094,10
<b>Jun</b>	3.109,51
<b>Jul</b>	2.980,16
<b>Ago</b>	4.744,83
<b>Set</b>	5.466,11
<b>Out</b>	4.890,18
<b>Nov</b>	5.243,13
<b>Dez</b>	3.517,26

<b>Setor eólico (GWh)</b>	
	<b>2010</b>
<b>Jan</b>	82,38
<b>Fev</b>	109,97
<b>Mar</b>	108,67
<b>Abr</b>	76,13
<b>Mai</b>	104,70
<b>Jun</b>	108,74
<b>Jul</b>	108,48
<b>Ago</b>	154,10
<b>Set</b>	193,17
<b>Out</b>	142,17
<b>Nov</b>	157,93
<b>Dez</b>	125,13

<b>Setor termonuclear (GWh)</b>	
	<b>2010</b>
<b>Jan</b>	1.463,65
<b>Fev</b>	1.279,66
<b>Mar</b>	1.464,71
<b>Abr</b>	1.130,28
<b>Mai</b>	1.275,02
<b>Jun</b>	1.424,93
<b>Jul</b>	1.222,67
<b>Ago</b>	1.072,70
<b>Set</b>	1.332,32
<b>Out</b>	1.125,40
<b>Nov</b>	434,43
<b>Dez</b>	1.289,32

Fonte: Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS)  
[http://www.ons.org.br/historico/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx)



Geração mensal líquida de energia (GWh):

Mês	2010 (GWh)
Jan	40.295,71
Fev	38.378,42
Mar	42.294,53
Abr	38.551,15
Mai	39.224,73
Jun	37.758,55
Jul	39.657,65
Ago	39.873,95
Set	39.429,76
Out	40.184,21
Nov	39.399,73
Dez	41.328,60

Fonte: Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS)

[http://www.ons.org.br/historico/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx)

Fator de emissão da margem operacional (tCO<sub>2</sub>/MWh):

Mês	EF <sub>grid.OM</sub> (tCO <sub>2</sub> /MWh)
Jan	0,2111
Fev	0,2798
Mar	0,2428
Abr	0,2379
Mai	0,3405
Jun	0,4809
Jul	0,4347
Ago	0,6848
Set	0,7306
Out	0,7320
Nov	0,7341
Dez	0,6348



Fonte: O Ministério da Ciência e Tecnologia, Disponível em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora> <sup>34</sup>

Cálculos da linha de base:

- Margem Operacional:

Margem Operacional = Soma (energia líquida mensal \* fator de emissão mensal)/(energia líquida anual)

Todos os cálculos necessários para obter a margem de operação estão disponíveis na planilha Excel do projeto,

$EF_{grid,OM,2010} = 0,4789 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$

- Margem de construção:

$EF_{grid,BM,2009} = 0,0794 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$

Fonte: O Ministério da Ciência e Tecnologia, Disponível em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora> <sup>35</sup>

Fator de emissão ex-post =  $0,75*OM + 0,25*BM = 0,379 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$

---

<sup>34</sup> O Web site do Ministério da Ciência e Tecnologia é atualizado constantemente. No entanto, às vezes, esse link pode falhar. O valor do  $EF_{grid,OM,y}$  foi certificado pela TUV Nord.

<sup>35</sup> O Web site do Ministério da Ciência e Tecnologia é atualizado constantemente. No entanto, às vezes, esse link pode falhar. O valor do  $EF_{grid,OM,y}$  foi certificado pela TUV Nord.

#### Anexo 4

### MONITORAMENTO DE INFORMAÇÕES

#### A. Procedimentos de medição e de cálculos.

##### 1. Medição.

O Departamento de Operação irá obter as leituras dos medidores instalados mensal, e vai relatá-los na planilha para controle de medição e irá armazenar os dados descarregados dos medidores em formato eletrônico.

O pessoal do Departamento de Operação será formado continuamente. No caso da contratação de novos funcionários, eles participarão de um programa de formação pra adquirirem as qualificações específicas necessárias para executar o Plano de Monitoramento.

##### 2. Cálculo da geração de energia a ser monitorado:

Existem dois medidores na saída do parque eólico e dois medidores na subestação (ponto de entrega). O medidor no parque eólico irá medir a energia bruta e o medidor na subestação irá medir a energia líquida. No caso de mau funcionamento de um medidor, ele irá usar as leituras do medidor de apoio. Quando o medidor principal for reparado, serão utilizadas as medições do medidor principal. No caso em que ambos os medidores não funcionam, a informação da energia gerada será obtida a partir do relatório da CCEE.

Além desse projeto, existem outros projetos que devem operar ao mesmo tempo e estes projetos irão ser ligados à mesma linha de transmissão. Se todos os projetos forem ligados à mesma linha de transmissão, o medidor na subestação pode medir não só a energia líquida do projeto Usina Eólica Cabeço Preto. Por esta razão, o cálculo abaixo é proposto para medir a energia líquida do projeto.

Para calcular a energia líquida do projeto é necessário calcular um fator de perda de energia na linha de transmissão. Este fator é calculado com a seguinte equação:

$$X_{Loss} = \frac{EG_{DP}}{\sum_m EG_{m,WF}} \quad (8)$$

Onde:

$X_{Loss}$  = Fator de perda devido a perdas de energia nas linhas de transmissão.  
 $EG_{DP}$  = Energia líquida medida na subestação/ponto de entrega (MWh).  
 $EG_{m,WF}$  = Medida da energia bruta do parque eólico do projeto na saída do parque (MWh).

O valor  $EG_{facility,y}$  é calculado considerando as perdas de energia devido ao comprimento da linha de transmissão, os dados são calculados utilizando a seguinte equação:

$$EG_{facility,y} = X_{Loss} * EG_{m,WF} \quad (9)$$

Onde:

$EG_{facility,y}$  = Quantidade de eletricidade gerada fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no

ano y (MWh/ano)

$X_{Loss}$  = Fator de perda devido a perdas de energia nas linhas de transmissão (calculado na equação 8).

$EG_{m,WF}$  = Medida da energia bruta do parque eólico do projeto na saída do parque (MWh), incluindo a atividade do projeto.

A soma da eletricidade líquida gerada em cada parque eólico (ligado à mesma linha de transmissão) usando a equação 9 será verificada pelo relatório publicado pelo CCEE.

Cálculo das reduções de emissão.

<b>Reduções de emissão da Usina Eólica Cabeço Preto IV</b>		
<b>Ano:</b>		
<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>Geração anual validada (GWh)</b>	<b>Fator de emissão expost (tCO<sub>2</sub>/GWh)</b>	<b>Reduções de emissão (tCO<sub>2</sub>)</b>
A	B	A*B
A	<b>379</b>	<b>A* 379</b>

O valor de 379 (tCO<sub>2</sub>/GWh) será atualizado anualmente, uma vez que o fator de emissão é ex-post.

## **B. Procedimentos de controle de Qualidade (CQ) e de garantia da qualidade (GQ).**

### *1. Equipamento de monitoramento*

- 1.1. O equipamento de monitoramento deve ser configurado de acordo com as regulamentações do CCEE.
- 1.2. O equipamento de monitoramento deve ser autorizado por meio de um processo formal certificado.
- 1.3. Depois dos ajustes, o equipamento de monitoramento deve ser calibrado e verificado periodicamente quanto à sua precisão.

### *2. Monitoramento do montante de energia.*

- 2.1. O montante de energia transmitida para a rede deve ser medido automaticamente pelo equipamento instalado. As variáveis medidas são simultaneamente transferidas para o sistema central de controle.
- 2.2. Os dados do montante medido de energia elétrica devem ser coletados diária, semanal e mensalmente e devem ser arquivados de forma eletrônica.
- 2.3. As variáveis coletadas no item 2.2. devem ser verificadas com a energia coletada pela CCEE.

### *3. Ações corretivas e preventivas:*



- 3.1. Se as duas variáveis comparadas no item 2.3. forem diferentes, as condições operacionais dos medidores de energia e os outros equipamentos devem ser verificados . Se as medições não forem realizadas adequadamente pelo equipamento de monitoramento, devem ser realizados procedimentos de correção e uma investigação interna.
- 3.2. As ações corretivas e preventivas devem ser devidamente documentadas.