



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO DO MDL (F-CDM-PDD)
Versão 04.1**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade do projeto	Parque eólico Aracati - 25,5 MW, Brasil
Número da versão do DCP	05
Data de conclusão do DCP	07/04/2012
Participante(s) do projeto	Energimp S.A.
Parte(s) anfitriã(s)	Brasil
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)	Escopo setorial 1 / ACM 0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”.
Quantidade estimada de reduções médias anuais de emissões de GEE	31.140

SEÇÃO A Descrição da atividade do projeto

A.1. Objetivo e descrição geral da atividade do projeto

>>

A atividade de projeto do MDL Aracati está sendo realizada pela Energimp S.A. (IMPSA Energy - Brasil). O projeto consiste na instalação de um novo parque eólico interligado à rede (projeto totalmente novo), o parque eólico Quixaba. O parque eólico está localizado no estado do Ceará, município de Aracati, na região Nordeste do Brasil. As coordenadas geográficas do projeto são apresentadas abaixo na seção A.2.4.

Serão instaladas 17 turbinas eólicas no local, totalizando uma capacidade energética total instalada de 25,5 MW.

Energimp S.A. é uma empresa operada pela IMPSA no Brasil e é a maior empresa de construção de parques eólicos na América Latina¹.

O objetivo do projeto é a geração de energia renovável a ser incorporada à Rede Nacional Brasileira, substituindo o consumo de combustível fóssil e reduzindo as emissões de gases de efeito estufa (GEE). A média anual estimada de reduções de emissões de GEE, após a implementação da atividade de projeto do MDL proposta, é de 31.140 tCO₂e. Portanto, durante os 7 anos do primeiro período de obtenção de créditos o projeto deve reduzir um total de 217.979 tCO₂e.

As reduções de emissões de GEE pela atividade do projeto proposta foram estimadas aplicando os procedimentos descritos na metodologia ACM002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, que está ligada ao escopo setorial 1.

A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria de outro modo sido gerada, no cenário da linha de base, pela operação das centrais elétricas interligadas à rede. Portanto, o cenário da linha de base é o mesmo do existente antes do início da implementação da atividade de projeto do MDL proposta.

O projeto terá uma contribuição positiva para o desenvolvimento sustentável:

Este projeto ajudará a aumentar a demanda de mão-de-obra local e o produto interno bruto (PIB) de regiões menos desenvolvidas. Alguns dos benefícios mais importantes são:

- Melhorar a infraestrutura, contribuindo para o fortalecimento do desenvolvimento econômico da região.
- Estimular a atratividade das atividades econômicas, com um fornecimento de eletricidade mais confiável.
- Promover a especialização da mão-de-obra local regional por meio de treinamento.
- Converter a região Nordeste em um centro exportador de energia limpa para o resto do país.
- Melhorar as condições de vida gerais na região.
- Gerar emprego durante o ciclo do projeto

Esta atividade do projeto será de importância vital para atrair futuros investimentos ao aproveitar o potencial energético do vento no estado do Ceará, explorando o potencial natural da propriedade para torná-la mais produtiva; contribuindo para o desenvolvimento dos municípios na área; aumentando a geração de energia elétrica para apoiar o desenvolvimento econômico no estado do Ceará; contribuindo para o desenvolvimento

¹ <http://www.impsa.com/pt/SitePages/IMPSA.aspx>



de um estado que é autossustentável em eletricidade; e reduzindo a um mínimo o impacto socioeconômico proveniente do racionamento de energia.

Durante a fase de construção do parque eólico será necessário comprar materiais; e alugar equipamentos e veículos, além dos requisitos para uma força de trabalho.

Por sua vez, serão necessários diversos itens para a operação e manutenção; entre outros, material de escritório, alimentos e produtos de limpeza, e material para a construção civil. Isso irá resultar em maior movimentação monetária no mercado dentro da área de influência, e gerar crescimento econômico na região. As transações comerciais, assim como as taxas pagas, se refletirão no crescimento do comércio e, como resultado, no pagamento de impostos mais altos.

A instalação e operação da atividade do projeto irão proporcionar diversas oportunidades de emprego nas cidades adjacentes, e em toda a região.

Menos pessoal direto será necessário durante o estágio de operação, pois a equipe é automatizada, no entanto, para a manutenção das centrais geradoras eolielétricas será necessário definir todos os serviços de terceiros.

Antes dos estágios de construção e operação, será necessário formar e treinar os trabalhadores. Essas atividades permitirão transferir com facilidade a capacitação para outros projetos em desenvolvimento na área.

Além do mais, considerando os recursos eólicos ótimos na região, o projeto servirá como estímulo para outros empreendimentos potenciais usando este tipo de tecnologia.

A geração de energia elétrica por meio de turbinas eólicas é uma alternativa para a demanda de energia; e pode ser fornecida tanto a pequenas comunidades distantes da rede nacional, contribuindo para o fornecimento de um serviço universal, quanto para atender às necessidades do Sistema Interligado Nacional, com benefícios como: contribuição para a redução das emissões de gases de efeito estufa gerados por centrais termelétricas e diminuição da necessidade de construção de grandes reservatórios.

Além disso, alguns dos benefícios ambientais mais importantes são:

- Fornecimento de energia limpa à Rede Nacional Brasileira.
- Reduções de emissões de CO₂, SO₂ e NO_x pelo deslocamento de energia das centrais elétricas com base em combustíveis fósseis.

A.2. Local da atividade do projeto

A.2.1. Parte(s) anfitriã(s)

>>

Brasil

A.2.2. Região/Estado/Província, etc.

>>

Estado do Ceará

A.2.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.

>>

Aracati

A.2.4. Localização física/geográfica

>>

O projeto Aracati está localizado no município de Aracati, estado do Ceará, região Nordeste do Brasil (Figura 1).



Figura 1 – Localização da cidade onde o projeto deve ser implementado.

As coordenadas geográficas do local onde o parque eólico deve ser implementado são apresentadas abaixo.

Tabela 1- Coordenadas geográficas do Parque Eólico Aracati

<i>Coordenadas geográficas</i>	<i>Parque Eólico Quixaba²</i>
<i>Longitude (Oeste)</i>	37° 41' 18,5"
<i>Latitude (Sul)</i>	04° 33' 48,2"

A.3. Tecnologias e/ou medidas

>>

A capacidade energética total instalada em Aracati é de 25,5 MW, com um total de 17 turbinas eólicas, cada uma com potência instalada de 1,5 MW.

Tabela 2 – Capacidade instalada e número de unidades geradoras dos parques eólicos Aracati.

N	Parque eólico Aracati	Capacidade [MW]	Turbinas eólicas 1,5 MW (modelo V77)
1	Central Eólica Quixaba	25,5	17

Todas as turbinas eólicas serão fornecidas pela Wind Power S.A. (Grupo IMPSA) e o modelo que será usado é o V77.

A tabela abaixo apresenta o Fator de Capacidade da Planta do Parque Eólico Quixaba, que é relatado de acordo com a opção a) das “Diretrizes para a elaboração de relatórios e validação dos Fatores de Capacidade das Plantas” (EB 48, anexo 11), pois foi aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Tabela 3 - Fator de Capacidade da Planta do parque eólico Aracati.

Parque eólico Aracati	Capacidade total [MW]	Energia assegurada (ANEEL) ³	Fator de Capacidade da Planta [%] (De acordo com a
-----------------------	-----------------------	---	---

² Resolução ANEEL nº 798, datada de 21/09/2010, disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2010798mme.pdf>>.

³ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>

		[MW]	Energia Assegurada para a ANEEL)
Central Eólica Quixaba	25,5	9,02	35,37

Descrição da tecnologia

O gerador eólico IMPSA-V77 que será usado no parque eólico Aracati consiste em um conversor de energia que não exige caixa de engrenagens. Está equipado com um rotor de três pás, com controle de passo e potência nominal de 1,516 kW (potência máxima: 1,580 kW). Esse gerador produz energia com alimentação direta na rede elétrica. O gerador elétrico é um dispositivo de transmissão direta com ímãs permanentes que gera eletricidade com frequência variável a uma velocidade rotacional de 9 a 17,3 rpm e opera com ventos entre 3,0 m/s e 22,0 m/s. Um conversor de frequência ajusta à frequência da rede a energia elétrica do gerador que é transmitida para a rede elétrica por um transformador.

O equipamento tem dois sistemas de freio independentes: um freio aerodinâmico que varia o ângulo de ataque de cada pá com movimentos independentes, e um freio mecânico que é usado para manutenção da máquina.

Cada máquina tem um sistema de energia de emergência composto por um conjunto de ultracapacitores. Este sistema é usado quando ocorrem problemas na transmissão de energia elétrica para os controles das pás. Os ultracapacitores fornecem a energia necessária para que os motores de passo possam movimentar as pás para a posição para baixo.

O gerador eólico possui componentes grandes, alguns deles são montados no local onde ocorrerá a instalação. As pás são um dos componentes montados no local.

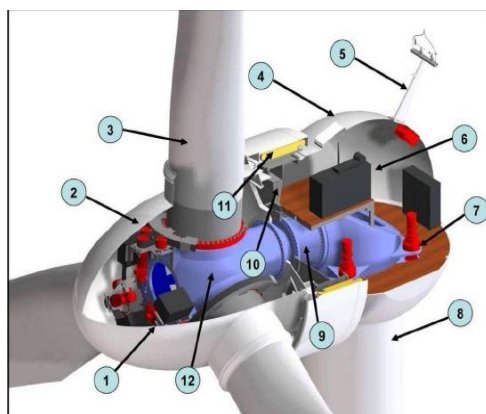
A nacele transmite todas as cargas estáticas e dinâmicas do rotor e do gerador para a torre, além de alojar os gabinetes de controle, o controle de acionamento de guinada e o sistema de monitoramento (anemômetro e wind vane) que o posiciona na direção do vento. A nacele consiste em uma estrutura principal, uma plataforma e cobertura de fibra de vidro para proteger contra as condições do tempo.

Quando as condições do vento estiverem na faixa de operação, a nacele será posicionada voltada para a direção do vento. Quando o vento passa pelas pás, surge uma diferença de temperatura entre os lados de cada pá, gerando um torque que é distribuído ao longo das pás. Esse torque produz o movimento de rotação no rotor da turbina eólica.

A energia é então transmitida diretamente para o gerador. O gerador é uma máquina síncrona equipada com ímãs permanentes e é um equipamento com baixa manutenção.

A torre permite posicionar o equipamento o mais alto possível para aproveitar as melhores condições de vento, ou seja, ventos mais fortes com menor turbulência.

A figura a seguir mostra uma seção transversal da nacele e principais componentes da turbina eólica.



1. Ultracapacitores e controles de passo;
2. Motor de passo e sistema de transmissão;
3. Pás;
4. Cobertura da nacele;
5. Instrumentos de medição (velocidade e direção do vento);
6. Painel de controle;
7. Acionamento de guinada;
8. Torre;
9. Eixo principal e rolamentos;
10. Rotor;
11. Estator;
12. Cubo.

Figura 2 - Componentes da turbina eólica.

A tabela a seguir lista as características principais das turbinas eólicas:

Tabela 4 - Características técnicas das turbinas eólicas usadas no projeto.

IMPSA – V77	
Potência nominal	1,5 MW
Diâmetro do rotor	77 m
Altura da torre	85 m
Tipo do gerador	Gerador multipolo síncrono, excitado por ímãs permanentes
Estratégia de controle	Velocidade variável Passo regulado
Conversor de frequência	IGBTs com suportabilidade a afundamentos de tensão (Low Voltage Ride Through – LVRT)
Vida útil média	20 anos
Equipamentos de monitoramento	Os medidores de eletricidade estarão de acordo com os procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS (Procedimentos de Rede)

O gráfico a seguir mostra a eficiência das turbinas eólicas de acordo com a velocidade do vento.

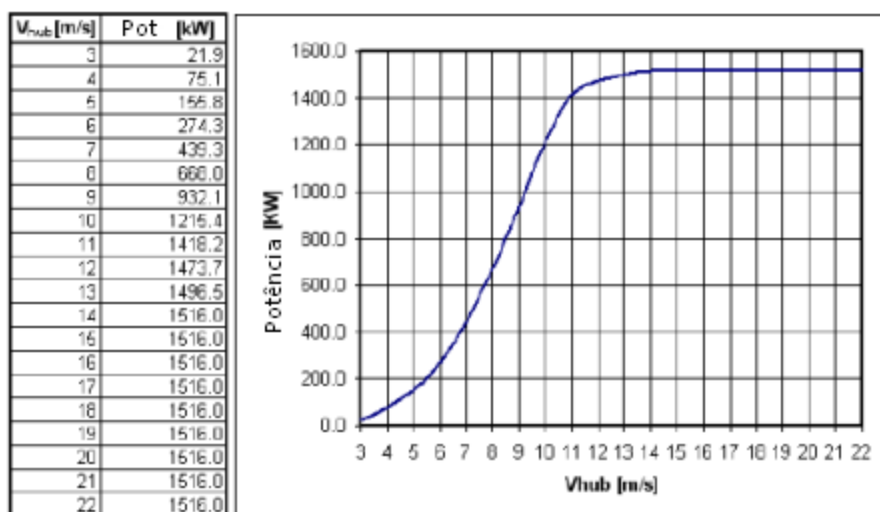


Figura 3 - Potência gerada como função da velocidade do vento

Descrição da conexão:

As 17 turbinas eólicas no parque eólico serão interligadas por uma rede subterrânea de 34,5 kV que transmite a energia produzida. Além disso, haverá uma rede de comunicação de fibra ótica para proporcionar comunicação de dados com a subestação e com o controle supervisor, assim como com o sistema remoto SCADA.

A conexão elétrica ocorrerá como descrito a seguir:

- a) Cada turbina eólica gera energia elétrica de 0,62 kV;
- b) Um transformador elevador aumenta a tensão de 0,62 kV para 34,5 kV;
- c) Uma rede de conexões de média tensão (34,5 kV) conecta grupos de turbinas eólicas usando cabos subterrâneos enterrados diretamente;
- d) Uma subestação de integração aumenta a tensão dos alimentadores de 34,5 kV para 69 kV. Nessa tensão a energia é transmitida em distâncias maiores. Essa subestação será denominada Subestação Quixaba. Nenhuma medição da eletricidade gerada pela planta é feita nesse ponto;
- e) A energia será transmitida para a subestação Jaguaruana por uma linha de subtransmissão de 69 kV com 35 km (linha de transmissão Quixaba – Jaguarana). A subestação Jaguaruana pertence à COELCE, a distribuidora de eletricidade do estado do Ceará. Além disso, nessa subestação é medida a eletricidade líquida gerada pelo parque eólico.

Informações detalhadas sobre como a eletricidade líquida será monitorada são fornecidas abaixo na seção B.7.3.

A Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima publicou a Resolução⁴ na qual decidiu adotar o sistema único composto pela união dos subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN) como definição do “Sistema Elétrico do Projeto” para qualquer atividade de projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) interligada ao SIN, fornecendo ou usando eletricidade da rede, e aplicando as metodologias ACM0002 e AMS-I.D. e/ou a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” aprovadas pelo Conselho Executivo do MDL.

Atualmente, no Brasil a mistura de combustíveis para a produção de energia se baseia principalmente em recursos hidrelétricos e combustíveis fósseis, o consumo desses combustíveis fósseis gera uma quantidade significativa de emissões de CO₂ no meio ambiente. Este é o cenário atual; também este é o cenário antes do início da atividade do projeto e, de acordo com a ACM0002, é considerado o cenário da linha de base.

A atividade do projeto tem o objetivo de ser uma solução ambiental para as emissões de GEE causadas pelo consumo de combustível fóssil necessário para a geração de eletricidade no cenário da linha de base, por meio da substituição desses combustíveis fósseis por fontes de energia renovável que não geram emissões significativas para o meio ambiente.

Considerando que a geração de energia eólica não é uma prática consolidada na região, a atividade do projeto precisará de treinamento de pessoal, portanto, essas habilidades podem ser facilmente transferidas para outros projetos que serão desenvolvidos na área. Além disso, levando em consideração os recursos ótimos de vento na região, a atividade do projeto serve como incentivo para outros possíveis projetos aplicarem este tipo de metodologia.

Portanto, a atividade de projeto representará uma transferência de conhecimento e tecnologia para o país por meio de sessões de treinamento para a operação e manutenção dos equipamentos.

⁴ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24833.pdf

A.4. Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitriã) indica uma parte anfitriã	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Entidade privada Energimp S.A.	não

A.5. Financiamento público da atividade do projeto

>>

Não existe financiamento público das Partes no Anexo I envolvidas nesta atividade do projeto

SEÇÃO B Aplicação da metodologia aprovada de linha de base e monitoramento selecionada**B.1. Referência da metodologia**

>>

- Metodologia aprovada consolidada ACM0002: “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”. (Versão 13.0.0)⁵
- Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (Versão 06.0.0)⁶
- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (Versão 02.2.1)⁷

B.2. Aplicabilidade da metodologia

>>

Condições de aplicabilidade da ACM0002

- “Essa metodologia é aplicável a atividades do projeto de geração de energia renovável interligada à rede que (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova) (b) envolvem um aumento de capacidade (c) envolvem retrofitting de planta(s) existente(s) ou (d) envolvem substituição de planta(s) existente(s)”.

Esta atividade de projeto do MDL é uma atividade de projeto de geração de energia renovável interligada à rede que instala uma nova central geradora eolielétrica em um local onde nenhuma energia renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova).

- “A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, retrofitting ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: central hidrelétrica/unidade geradora (com um reservatório de fio d’água ou com um reservatório de acumulação), central geradora eolielétrica/unidade geradora, central elétrica geotérmica/unidade geradora, central elétrica solar/unidade geradora, central de energia de ondas/unidade geradora ou central de energia de marés/unidade geradora

Esta atividade do projeto é a instalação de uma central geradora eolielétrica, com capacidade instalada de 25,5 MW.

- No caso de aumentos de capacidade, modernizações ou substituições (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, energia solar, energia de ondas ou energia das marés que usam a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a planta existente entrou em operação

⁵ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/UB3431UT9I5KN2MUL2FGZXZ6CV71LT>

⁶ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-01-v6.0.0.pdf>

⁷ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v2.2.1.pdf>

comercial antes do início de um período histórico mínimo de referência de cinco anos, usado no cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissões da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou retrofitting da planta entre o início desse período histórico mínimo de referência e a implementação da atividade do projeto.

Essa condição de aplicabilidade não se aplica a esta atividade de projeto do MDL porque ela é uma planta totalmente nova.

- *No caso de centrais hidrelétricas:*
 - *Uma das seguintes condições deve se aplicar:*
 - o *A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, sem nenhuma alteração no volume dos reservatórios; ou*
 - o *A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, em que o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m²; ou*
 - o *A atividade do projeto resulta em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m².*

Essas condições de aplicabilidade não se aplicam a esta atividade de projeto do MDL porque ela é uma central geradora eolielétrica.

- *No caso de centrais hidrelétricas que usam múltiplos reservatórios, em que a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que 4 W/m², todas as condições a seguir devem se aplicar:*
 - *A densidade de potência calculada para a atividade do projeto completa usando a equação 5 é maior que 4 W/m²;*
 - *Reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada;*
 - *O fluxo de água entre múltiplos reservatórios não é usado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto;*
 - *A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que 4 W/m², é menor que 15 MW;*
 - *A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que 4 W/m², é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.*

Essas condições de aplicabilidade não se aplicam a esta atividade de projeto do MDL porque ela é uma central geradora eolielétrica.

- *A metodologia não se aplica a:*
 - *Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;*
 - *Centrais elétricas alimentadas com biomassa;*
 - *Uma central hidrelétrica que resulte na criação de um novo reservatório único ou no aumento de um reservatório único existente em que a densidade de potência da central elétrica é menor que 4 W/m².*

Não se aplica. Esta atividade do projeto não envolve uma substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto nem consiste em uma central elétrica alimentada com

biomassa. Além disso, a atividade do projeto proposta não corresponde à implementação de uma central hidrelétrica.

- *No caso de retrofitings, substituições ou aumentos de capacidade, esta metodologia somente é aplicável se o cenário da linha de base mais plausível, como resultado da identificação do cenário da linha de base, for “a continuação da situação atual, ou seja, o uso do equipamento de geração de energia que já estava em uso antes da implementação da atividade do projeto e a realização da manutenção no modo mais comum de trabalho”.*

Essa condição de aplicabilidade não se aplica a esta atividade de projeto do MDL porque ela é uma planta totalmente nova.

Condições de aplicabilidade da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico

- *Essa ferramenta pode ser aplicada para estimar OM, BM e/ou CM ao calcular as emissões da linha de base para uma atividade do projeto que substitui a eletricidade da rede, ou seja, quando uma atividade do projeto fornece eletricidade a uma rede ou uma atividade do projeto que resulte em economia de eletricidade que teria sido fornecida pela rede (por exemplo, projetos de eficiência energética do lado da demanda).*

Esta atividade de projeto do MDL é um projeto interligado à rede e os limites geográficos e do sistema para a Rede Nacional Brasileira podem ser identificados claramente, e as informações sobre as características da rede são disponibilizadas pelo Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC).

O fator de emissão do Sistema Interligado Nacional é calculado pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” e está disponível no website:⁸.

Portanto, a metodologia ACM0002 e a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” se aplicam ao projeto proposto.

B.3. Limite do projeto

⁸ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html>

	Fonte	GEEs	Incluído(a) ?	Justificativa/Explicação
Cenário da linha de base	Emissões de CO ₂ da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH ₄	não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	não	Fonte de emissão pequena.
Cenário do projeto	Para centrais elétricas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	CO ₂	não	Não se aplica
		CH ₄	não	Não se aplica
		N ₂ O	não	Não se aplica
	Emissões de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais elétricas geotérmicas.	CO ₂	não	Não se aplica
		CH ₄	não	Não se aplica
		N ₂ O	não	Não se aplica
	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	não	Não se aplica
		CH ₄	não	Não se aplica
		N ₂ O	não	Não se aplica

O fluxograma do limite do projeto é ilustrado como a seguir:

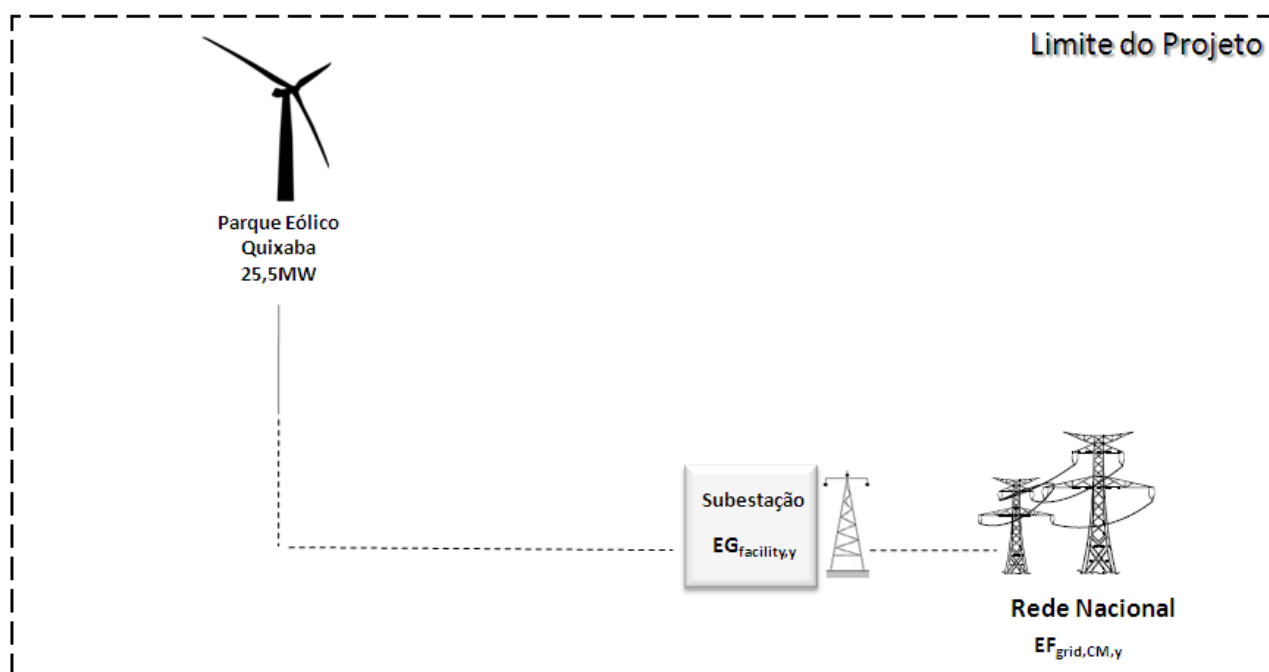


Figura 4 – Fluxograma simplificado do limite do projeto.

Observação: $EG_{facility,y}$ é a energia gerada pelo parque eólico, como relatado pela CCEE. Para obter explicações detalhadas sobre pontos de medição e monitoramento, consulte a seção B.7.3. apresentada abaixo.

B.4. Determinação e descrição do cenário da linha de base

>>

De acordo com a ACM0002 a identificação e descrição do cenário da linha de base:

Se a atividade do projeto for a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede, o cenário da linha de base será o seguinte:

- *A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.*

Portanto, o fornecimento do equivalente anual de geração de energia pelo Sistema Interligado Nacional ao qual o parque eólico desta atividade de projeto do MDL está interligado é o cenário da linha de base para a atividade do projeto proposta.

B.5. Demonstração de adicionalidade

>>

A adicionalidade da atividade do projeto deve ser demonstrada e avaliada usando a versão mais recente da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”⁹

Passo 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto de acordo com as leis e normas vigentes

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade do projeto:

As alternativas realistas e confiáveis que fornece geração comparável à atividade de projeto do MDL proposta são:

Alternativa 1: A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade de projeto do MDL. Construção de um parque eólico com capacidade instalada de 25,5 MW interligado à rede nacional, implementado sem considerar as receitas do MDL.

Alternativa 2: O projeto não é implementado, nesse caso a quantidade equivalente de eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração.

Como é explicado no Passo 2, a Alternativa 1 não é financeiramente atraente e não seria implementada na ausência das receitas do MDL.

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias

As duas alternativas atendem às leis e normas brasileiras de geração de eletricidade .

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica¹⁰, “durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004; e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004”, no qual foram definidas as regras que definiram o funcionamento das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização do setor de energia elétrica.

⁹ Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-01-v6.0.0.pdf>

¹⁰ http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_afzLoop=215126233127359&_afzWindowMode=0&_afzWindowId=rutg6tkp0_48#%40%3F_afzWindowId%3Drutg6tkp0_48%26_afzLoop%3D215126233127359%26_afzWindowMode%3D0%26_adf.ctrl-state%3Drutg6tkp0_64

O novo modelo institucional do setor elétrico permite que os agentes privados e públicos decidam a quantidade de energia a ser contratada e os investimentos a serem realizados a partir da participação em leilões de centrais elétricas e sistemas de transmissão.

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

O novo modelo prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos Agentes, como a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres; nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

A compra de energia elétrica tem que ser feita pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

O proponente do projeto participou do Leilão de Energia nº 03/2009 que visa à contratação de energia elétrica de recursos eólicos e recebeu a outorga do projeto que está incorporado neste DCP¹¹.

Portanto, a atividade do projeto e o cenário da linha de base estão em conformidade com todas as exigências jurídicas e regulatórias aplicáveis no Brasil.

Resultado do Passo 1:

Os cenários alternativos estão em conformidade com as normas e regulamentações brasileiras relativas ao setor elétrico.

Passo 2: Análise de investimentos

Ao aplicar este passo foi levada em consideração a versão mais recente das Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos, disponível no website da CQNUMC¹².

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado

De acordo com a "*Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade*", foram sugeridos três métodos de análise:

- Opção I: análise de custo simples
- Opção II: análise comparativa de investimentos e
- Opção III: análise de benchmark

Como explicado abaixo, a análise de benchmark foi selecionada para esta atividade do projeto.

Com relação à Opção I, pelo fato da atividade do projeto gerar benefícios financeiros ou econômicos além da receita relacionada ao MDL, não é possível aplicar uma análise de custo simples.

¹¹ Documentos da licitação: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=77

¹² Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos (Versão 05). http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf

Por outro lado, a análise comparativa de investimentos (Opção II) se aplica a projetos cujas alternativas são também projetos de investimento. Considerando que o cenário da linha de base alternativo do projeto é a rede elétrica interligada nacional em vez de novos projetos de investimento, a opção II não é um método adequado ao contexto de tomada de decisão.

De acordo com o parágrafo 19 da “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos”, “(...)Se a alternativa à atividade do projeto for o fornecimento de eletricidade de uma rede, isso não deverá ser considerado um investimento e uma abordagem de benchmark será considerada adequada.” Como já mencionado, o cenário da linha de base para a atividade do projeto proposta é que uma quantidade equivalente de eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração.

Portanto, de acordo com o parágrafo 19 da “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos”, a análise de benchmark (opção III) é selecionada para esta atividade do projeto.

O indicador financeiro que é identificado é a TIR do projeto após o imposto.

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

O indicador financeiro identificado para a atividade do projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto calculada no fluxo de caixa da atividade do projeto. A TIR apresentada aqui para a atividade do projeto será comparada ao benchmark adequado do setor elétrico (de acordo com o parágrafo 12, Anexo 5, EB 62), que é o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC).

A decisão de investimento foi tomada no momento da participação na licitação, o que significa oferecer uma tarifa que se aplicará nos próximos 20 anos, no caso de o PP ter o projeto outorgado. Portanto, os valores usados no cálculo da TIR e do CMPC se baseiam nas informações mais recentes disponíveis, em outubro de 2009, no momento em que ocorreu o leilão (dezembro de 2009).

Subpasso 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Como um benchmark para a TIR do projeto, é usado o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) aplicável ao tipo do projeto (geração de eletricidade no Brasil).

Isso está de acordo com a última versão disponível das Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos, emitida no EB 62 (parágrafo 12), e um CMPC após o imposto pode ser considerado um benchmark adequado para a TIR do projeto.

“Orientação: Nos casos em que for usada uma abordagem de benchmark, o benchmark aplicado deverá ser adequado para o tipo da TIR calculada. Taxas locais de empréstimo comercial ou custos médios ponderados do capital (CMPC) são benchmarks adequados para a TIR de um projeto”.

Cálculo do benchmark: Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC)

O custo médio ponderado do capital (CMPC) é uma taxa usada para descontar fluxos de caixa do negócio e que leva em consideração o custo da dívida e o custo do capital próprio de um investidor típico no setor da atividade do projeto. O benchmark pode ser aplicado ao fluxo de caixa do projeto como uma taxa de desconto ao calcular o valor presente líquido (VPL) do mesmo, ou simplesmente comparando seu valor à taxa interna de retorno (TIR) do projeto (de acordo com o parágrafo 12, Anexo 5, EB62). O CMPC considera que os acionistas esperam obter retorno em relação ao risco projetado de investir recursos em uma atividade ou setor específico em um determinado país.

O cálculo do CMPC é feito com base em parâmetros padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do desenvolvedor deste projeto específico. Após o potencial de energia eólica ser descoberto, qualquer entidade corporativa pode obter a autorização do governo para construir uma central geradora eolielétrica. Além disso, mesmo após os proponentes do projeto obterem essa autorização, ela poderá ser negociada posteriormente.

Portanto, o uso de um benchmark setorial é aplicável de acordo com a orientação fornecida no parágrafo 13, Anexo 5, EB62. O CMPC é calculado pela fórmula abaixo:

$$CMPC = Wd \times Kd + We \times Ke$$

We e **Wd** são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. Em geral, para projetos de geração de energia alternativa, o BNDES financia até 80% dos itens financiáveis¹³. Considerando o investimento total necessário para construir uma planta, é possível considerar que aproximadamente 70% do projeto são financiados. Portanto, essa porcentagem de 70% corresponde à razão Dívida/Capital Próprio inicial das empresas de geração de energia, que é a porção desembolsada pelo banco para o investidor e paga no início do projeto.

No entanto, para o cálculo do CMPC deve ser considerada a estrutura de Dívida/Capital Próprio de longo prazo, que considera não somente a razão dívida/capital próprio no início do projeto, mas também como essa estrutura deve variar durante o projeto. Como consequência do uso da estrutura de dívida/capital próprio de longo prazo, a proporção de 70% diminui com a duração do projeto.

Em geral, o investidor tem um período de carência antes de começar a pagar a amortização e, ao mesmo tempo, recebe todo o financiamento do BNDES no início do projeto. Pelo tempo restante, o investidor não recebe financiamento adicional (a proporção da dívida diminui), ao mesmo tempo o investidor começa a pagar a amortização do financiamento com seu capital próprio (a proporção do capital próprio aumenta), aumentando a razão entre Capital Próprio/Dívida, até que não haja nenhuma dívida no 16º ano do período de financiamento do BNDES. Essa explicação é ilustrada usando um exemplo hipotético apresentado na figura abaixo.

Figura 5 – Exemplo hipotético da estrutura de Dívida/Capital próprio de longo prazo.

Investimento total (\$)	500.000								
Divisão do BNDES	70%								
Amortização (anos)	16								
Inflação	5%								
	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	...	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Dívida		350.000	0	0	...	0	0	0	0
Capital próprio	150.000		21.875	21.875	...	21.875	0	0	0
Dívida/Capital próprio		70%	0%	0%	...	0%	0%	0%	0%
Capital próprio/Dívida		30%	100%	100%	...	100%	0%	0%	0%
Dívida (\$)	333.333								
Capital próprio (\$)	387.076								
Proporção Dívida/Capital próprio	46%								

Apesar da explicação fornecida acima, essas informações não estão prontamente disponíveis para projetos semelhantes em desenvolvimento no Brasil. Portanto, de acordo com as “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” (parágrafo 18, Anexo 5, EB62), a dívida (**Wd**) de 50% e o capital próprio (**We**) de 50% são considerados como valor padrão.

¹³ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html

Kd e **Ke** são, respectivamente, o custo da dívida e o custo do capital próprio. Explicações detalhadas relativas aos dois cálculos são apresentadas a seguir.

Custo da dívida (Kd)

Kd é o custo da dívida, que é observado no mercado com relação à atividade do projeto, e que já representa os benefícios de impostos de contratação de dívidas. **Kd** também deriva de empréstimos de longo prazo aplicados ao setor no Brasil e, portanto, tem como base as taxas de juros da linha de crédito do esforço de financiamento do BNDES. Kd é calculado considerando a soma de:

- Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) (**a**);
- Remuneração do BNDES (**b**);
- Taxa de risco de crédito (**c**).

A TJLP (**a**) é um número variável do mercado que avalia a taxa da dívida que deve ser aplicada à parte média que toma empréstimo do BNDES. Este número é a maioria adjacente encontrada na parte da dívida dos tomadores de empréstimo do BNDES. A TJLP tem como base fatores pertencentes às taxas de mercado e o spread de taxas corporativas sobre o risco do governo.

A remuneração do BNDES (**b**) e a taxa de risco de crédito (**c**) são dois outros fatores que compõem a taxa da dívida que as empresas no Brasil encontram via BNDES. A remuneração do BNDES é a taxa fixada pelo BNDES para seus custos administrativos e operacionais, e para sua remuneração. Esta taxa varia de acordo com as políticas do BNDES e é não negociável e é a taxa menos discutível na equação. Com relação à taxa de risco de crédito, todos os anos o BNDES fornece os limites inferior e superior da margem de variação dessa taxa. Ele respeita sua percepção dos riscos e as políticas do banco. Para fins de nosso cálculo e devido ao fato de que está sendo considerado o setor como um todo, estimamos essa taxa obtendo a média do limite superior da margem com a taxa estabelecida para empréstimos para a administração pública direta dos estados e cidades, que é a taxa mais baixa que pode ser fornecida a um investidor privado.

Dois outros componentes do cálculo de **Kd** são a alíquota do imposto marginal (**t**) e a previsão de inflação (π). No cálculo de **Kd**, a alíquota do imposto marginal (**t**) é multiplicada pelo Custo da dívida e depois pela razão dívida/custo total do capital para determinar a parte da dívida da fórmula do CMPC. No caso do Brasil e, especificamente, dos projetos de energia, esse fator do imposto pode ser de 34% (lucro real) ou 0% (lucro presumido). Isso é decidido pelo tipo específico do projeto e pelo regime de impostos no qual ele se enquadra. No caso da atividade do projeto proposta, é aplicável o fator do imposto de 0%. Esse método para o cálculo do imposto de renda de pessoa jurídica e da contribuição social é denominado Lucro Presumido. Para serem elegíveis ao Lucro Presumido, as receitas das entidades corporativas devem ser inferiores a R\$ 48 milhões por ano (Artigo 13, Lei nº 9.718/1998)¹⁴.

O fluxo de caixa das centrais geradoras eolielétricas é após o imposto. Sendo assim, ele precisa ser comparado a um benchmark setorial após o imposto (Custo Médio Ponderado do Capital - CMPC). As empresas que optam pelo Sistema de Lucro Presumido não se beneficiam das deduções de itens monetários e não monetários (como apresentado em mais detalhes na seção de cálculo do indicador financeiro a seguir). Portanto, no cálculo do custo da dívida o imposto marginal é zero. Isso resulta em uma porcentagem do CMPC antes do imposto igual a uma porcentagem do CMPC após o imposto, como a seguir:

$$\text{Taxa após o imposto} = (\text{Taxa antes do imposto} \times (1 - \text{Imposto marginal}))$$

Como resultado, se o imposto marginal for 0 (zero) (Regime de lucro presumido), a taxa após o imposto será igual à taxa antes do imposto. Portanto, o Custo da Dívida após o imposto é adicionado ao cálculo do CMPC

¹⁴ Disponível para o público em português em <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/Ant2001/lei971898.htm>.

alcançando um CMPC após o imposto de acordo com o fluxo de caixa após o imposto como recomendado no parágrafo 11 do Anexo 5, EB62.

No sistema de Lucro Presumido, 8% das vendas brutas além das receitas/ganhos financeiros são usados como base para o cálculo do imposto de renda. Aplica-se a esse valor uma taxa de 25%, resultando no valor final do imposto de renda. Para o cálculo da contribuição social, 12% das vendas brutas além das receitas/ganhos financeiros são usados como base de cálculo. Aplica-se a esse valor uma taxa de 9%, resultando no valor final da contribuição social (conforme o Artigo 518 do Decreto Federal 3000, de 26 de março de 1999)¹⁵. Veja a Tabela 5 como exemplo.

Tabela 5: Imposto de Renda e Contribuição Social (cálculo ilustrativo)

Imposto de Renda	\$
Faturamento bruto	1.000
Imposto de renda para lucro presumido (8%)	80
Receitas financeiras	500
Total do imposto de renda para lucro presumido	580
Imposto de renda devido (25%)	145

Contribuição Social	\$
Faturamento bruto	1.000
Contribuição social para lucro presumido (12%)	120
Receitas financeiras	500
Total da contribuição social para lucro presumido	620
Contribuição social devido (9%)	55,80

Fonte: KPMG. *Investimentos no Brasil: Imposto. (2008)*²³.

Portanto, uma entidade corporativa que opte pelo esquema de lucro presumido paga a mesma alíquota de imposto de renda e contribuição social, sem importar seus custos, despesas, outros itens monetários, como juros a pagar, e itens não monetários, como depreciação, porque esses elementos não são dedutíveis nesse sistema. Nesse sentido, a depreciação e, conseqüentemente, o valor justo não são considerados na planilha (parágrafos 4 e 5 do Anexo 5, EB62).

A taxa nominal obtida para a dívida é usada para calcular o CMPC nominal, que é usado para descontar projeções do fluxo de caixa nominal. Para obter a taxa do fluxo de caixa real, o número da meta para a inflação (**d**) no Brasil é reduzido do número nominal obtido. O π é obtido do Banco Central do Brasil (www.bcb.gov.br) e tem apresentado uma variação muito pequena nos últimos 5 anos.

Considerando as explicações acima, **Kd** é calculado usando os dados e fórmula apresentados na Tabela 6.

¹⁵ Disponível ao público em <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/rir/L2Parte3.htm>.

Tabela 6: Cálculo de custo da dívida (Kd)

Custo da Dívida (Kd) = $[1 + (a + b + c) \times (1 - t)] / [(1 + \pi) - 1]$	
(a) Custo financeiro ¹⁶	7,65%
(b) Remuneração do BNDES ¹⁷	0,90%
(c) Taxa de risco de crédito ¹⁸	3,57%
(a+b+c) Pré-Custo da Dívida	12,12%
(t) Alíquota do imposto marginal ¹⁹	0%
(d) Previsão de inflação ²⁰	4,50%
Custo da Dívida após o imposto	7,29% a.a.

Custo do capital próprio (Ke)

Ke representa a taxa de retorno para os investimentos de capital próprio e é a soma dos seguintes parâmetros:

- Taxa livre de riscos (**Rf**);
- Prêmio de risco do capital próprio (**Rm**);
- Estimativa do prêmio pelo risco país (**Rc**);
- Risco setorial (**β**)

Rf é a taxa livre de riscos. A taxa livre de riscos usada para cálculo do **Ke** foi uma taxa de título de longo prazo. Esse título foi emitido pelo governo dos EUA. Para ajustar a taxa livre de riscos (**Rf**) à taxa de inflação ajustada, a taxa de inflação esperada (dos Estados Unidos) (**I**) foi reduzida. A inflação é calculada com base no título do Tesouro através dos TIPS spot (Títulos do tesouro norte-americano indexados à inflação) que são prontamente cotados no mercado.

O risco setorial é a sensibilidade média de empresas comparáveis nesse setor em relação aos movimentos no mercado subjacente. O parâmetro considerado para o risco setorial é o beta “**β**”, obtido da correlação entre os retornos de empresas dos EUA do setor e o desempenho dos retornos do mercado dos EUA. **β** foi ajustado à alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo tanto riscos estruturais como financeiros. **β** ajusta o prêmio do mercado ao setor.

Rm representa o prêmio do mercado, ou o retorno mais alto, esperado pelos participantes do mercado devido aos spreads históricos obtidos dos investimentos em capital próprio versus ativos livres de risco, como as taxas de títulos do governo; os investidores requerem um retorno mais alto quando investem em empresas privadas. O prêmio do mercado é estimado com base na diferença histórica entre os retornos do S&P 500 e os retornos dos títulos dos EUA de longo prazo. O spread sobre a taxa livre de riscos é a média da diferença entre esses retornos.

Observe que na fórmula acima existe o fator EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus, Índice de Títulos de Mercados Emergentes), do J.P. Morgan, considerado como o prêmio pelo risco país, **Rc**. Este fator leva

¹⁶ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

¹⁷ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf

¹⁸ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf

¹⁹ <http://www.receita.fazenda.gov.br/Aliquotas/ContribCsl/Aliquotas.htm> e

<http://www.receita.fazenda.gov.br/Aliquotas/ContribPj.htm>

²⁰ <http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf>

em conta o risco país ou soberano embutido na dívida de um país. Considerando que o EMBI+ relativo ao mercado de dívida livre de riscos dos EUA é 0, então o EMBI+ do Brasil seria calculado para o risco adicionado ou reduzido relativo dos mercados de dívida do Brasil em relação aos EUA.

A justificativa da adição do EMBI+ à taxa livre de riscos vem das vastas diferenças com os Estados Unidos em fatores como risco de crédito, histórico de inflação, política, mercados de dívida e outros. Ignorar essas diferenças resultaria na aplicação incorreta de fatores ambientais relevantes no processo de tomada de decisão de um investidor no Brasil.

Como mencionado no cálculo de **Kd** para obter a taxa do fluxo de caixa real, o número da meta para a inflação (**d**) no Brasil reduzido do número nominal obtido do Banco Central do Brasil deve ser usado.

Considerando a explicação acima, **Ke** é calculado utilizando os dados e a equação apresentados abaixo na **Tabela 7**.

Tabela 7: Cálculo do custo do capital próprio (Ke)

Custo do capital próprio (Ke) = $[1 + (R_f + (\beta \times R_m) + R_c)] \times (1 + \pi) / (1 + \pi') - 1$	
(Rf) Taxa livre de riscos ²¹	3,94%
(Rm) Prêmio de risco do capital próprio ²²	6,20%
(Rc) Estimativa do prêmio pelo risco país ²³	3,12%
(β) Risco setorial ²⁴	2,09%
(I) Inflação norte-americana esperada ²⁵	0,84%
Custo do capital próprio com o risco país brasileiro (a.a.)	19,17% a.a.

Finalmente, inserindo esses números na fórmula do CMPC:

$$\text{CMPC} = 50,00\% \times 7,29\% + 50,00\% \times 19,17\% = 13,23\%$$

Indicador financeiro - Taxa Interna de Retorno (TIR)

Conforme mencionado acima, o indicador financeiro identificado para a Atividade do Projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto. De acordo com a Orientação 3 das “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” (EB 62, Anexo 5), o período de avaliação não deve ser limitado ao período de obtenção de créditos proposto da atividade de projeto do MDL. O cálculo deve, de preferência, refletir o período da vida útil operacional esperada da central geradora eolielétrica. Portanto, o fluxo de caixa considera a vida útil de 20 anos do parque eólico.

Além disso, o cálculo do imposto de renda também segue a orientação pertinente fornecida no Anexo 5, EB62. No Brasil, existem dois impostos de renda: (a) o imposto de renda de pessoa jurídica (IRPJ) e (b) a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) (veja o relatório da KPMG “Investimentos no Brasil”²⁶).

²¹ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²² <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²³ http://www.cbonds.info/all/eng/index/index_detail/group_id/1/

²⁴ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²⁵ <http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm>

²⁶ KPMG. Investimentos no Brasil: Imposto. São Paulo: Escrituras Editora, 2008. Disponível para o público em inglês em http://www.kpmg.com.br/publicacoes/livros_tecnicos/Investment_in_Brazil10_out08.pdf



Há também três métodos previstos na legislação para o cálculo do imposto de renda de pessoa jurídica e da contribuição social devido aos tipos de lucro: lucro real, lucro presumido e lucro arbitrado.

A Orientação 6 das “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” (EB 62, Anexo 5) afirma que: “Os valores de entrada usados em toda a análise de investimentos devem ser válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento tomada pelo participante do projeto”. Para serem elegíveis ao Lucro Presumido, as receitas das entidades corporativas devem ser inferiores a R\$ 48 milhões por ano (Artigo 13, Lei nº 9.718/1998)²⁷. Como a receita da atividade do projeto é inferior a R\$ 48 milhões por ano, o sistema de Lucro Presumido foi escolhido.

As hipóteses relevantes feitas estão de acordo com as Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos (versão 05). A tabela apresentada abaixo fornece um resumo dos valores principais de entrada assim como uma breve justificativa do seu uso. Foram fornecidos à EOD documentos evidenciando todos os valores de entrada mencionados abaixo que foram usados para estimar a TIR. Além disso, a planilha de cálculo da TIR que apresenta todos os valores e hipóteses considerados também está anexada a este DCP²⁸.

²⁷ Disponível ao público em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/Ant2001/lei971898.htm>>.

²⁸ Veja “Aracati. IRR.xlsx” para obter todas as hipóteses e sensibilidades.



Tabela 8 – Principais valores de entrada usados no cálculo da TIR do projeto

Parâmetro	Valor usado	Justificativa/fonte das informações usadas
	Quixaba	
Capacidade instalada (MW)	25,50	Com base na concepção do projeto do parque eólico. As referências a este parâmetro são as autorizações formais emitidas pela ANEEL, mas também os dados publicados após o leilão pela CCEE. A ANEEL disponibiliza esta informação ao público em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp .
Geração de energia garantida (MW)	9,02	O valor apresentado aqui é o autorizado pela ANEEL, que está consistente com as informações disponíveis no momento em que o leilão foi realizado. A energia garantida é determinada com 50% de probabilidade (P50). Essa faixa de probabilidade representa 50:50 de probabilidade de geração maior ou menor de eletricidade pela planta. Essa é uma faixa conservadora. Por exemplo, as instituições financeiras geralmente consideram P90 no contrato de financiamento.
Fator de Capacidade da Planta (%)	35,37	Determinado dividindo a energia garantida da planta por sua capacidade instalada. Este parâmetro é usado para estimar a eletricidade gerada pela planta.
Preço do CCVE (R\$/MWh)	153,05	Esse valor representa o preço do CCVE, como apresentado e obtido pelo proprietário do projeto no leilão de energia (data de decisão do investimento) De acordo com o parágrafo 6 do Anexo 5, EB62, a tarifa considerada na análise de investimentos (obtida durante o leilão) era válida e aplicável, pois esse mesmo valor foi levado em consideração durante a assinatura dos CCVEs, em setembro e outubro de 2010. Os resultados do leilão estão disponíveis ao público em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/032009-Resultado%20por%20Vendedores.pdf .
TUSD (R\$/kW.mês)	5,13	No Brasil, os produtores de eletricidade que utilizam fontes renováveis recebem um desconto de 50% na TUSD (<i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</i>). Esse desconto visa aumentar os investimentos em projetos de energia renovável e deverá ser considerado como política do Tipo E-, como definido no Anexo 3, EB 22. No entanto, de acordo com esse esclarecimento, ²⁹ não é necessário considerar as políticas do tipo E- no desenvolvimento do cenário da linha de base, se implementado após 11 de novembro de 2001. A redução da taxa TUSD foi regulada pela Lei 10 438, datada de 26/04/2002 ³⁰ . Portanto, o desconto não será levado em consideração. A tarifa usada para o parque eólico é fornecida pela Resolução ANEEL nº 807, datada de 14 de abril de 2009 (disponível em http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2009807.pdf). Para obter a referência completa, consulte a planilha de cálculo da TIR.
Investimento (1.000R\$)	110.439,16	Os custos de investimento foram estimados com base na experiência do proponente do projeto na construção e operação de outros parques eólicos no país. Em setembro de 2011, o proponente do projeto assinou contratos para a maior parte dos componentes dos custos de investimento e os valores estão, em geral, acima dos inicialmente estimados. Evidências foram dadas à EOD durante a validação.
Despesas de operação (1.000R\$/ano)	2.141	As despesas de operação são compostas por vários custos como: Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica (TFSEE), contribuição ao ONS, seguro, TUST, custos de O&M, contribuição à CCEE, despesas administrativas e outros. O valor apresentado aqui é composto pelas despesas de operação totais no primeiro ano de operação. Para obter referências detalhadas sobre as fontes usadas e os cálculos, consulte a planilha de cálculo da TIR anexa a este DCP.
TIR (%)	3,94	Veja o cálculo da TIR na planilha anexa.

²⁹ Pelo parágrafo 6.b) do Anexo 3, EB 22, políticas Tipo E- são políticas ou normas nacionais e/ou setoriais que dão vantagens comparativas às tecnologias menos intensivas em emissões sobre as tecnologias mais intensivas em emissões (p.ex., os subsídios públicos para promover a difusão de energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética).

³⁰ Disponível em português em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200210438.pdf>. Acessado em 28/04/2011.

A TIR do projeto é menor que o CMPC do setor (Tabela 9). Portanto, esse número mostra que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor. Os resultados estão resumidos na tabela abaixo:

Tabela 9: Comparação entre a TIR do Projeto e o Custo Médio Ponderado do Capital

Parque Eólico	TIR (%)	CMPC (%)
Quixaba	3,94	13,23%

Subpasso 2d. Análise de sensibilidade

De acordo com a **Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos**, “Somente as variáveis, incluindo o custo do investimento inicial, que constituem mais de 20% do total dos custos do projeto ou do total das receitas do projeto devem estar sujeitas a uma variação razoável (todos os parâmetros variados não precisam necessariamente estar sujeitos a variações negativas e positivas da mesma magnitude), e os resultados dessa variação devem ser apresentados no DCP e ser reproduzidos nas planilhas associadas”.

Com relação à faixa da análise de sensibilidade, a Orientação afirma que “Como regra geral, as variações na análise de sensibilidade devem abranger, pelo menos, uma faixa de +10% a -10%, salvo se considerado inadequado no contexto das circunstâncias específicas do projeto”

Portanto, foi realizada uma análise de sensibilidade variando em 10% os parâmetros mais críticos, que são:

- Redução dos custos de investimento (EPC)
- Aumento na tarifa de eletricidade
- Redução dos custos de Operação & Manutenção (O&M)
- Aumento no fator de capacidade da planta

Os resultados da análise de sensibilidade apresentados na tabela a seguir são obtidos da variação de forma independente desses parâmetros-chave³¹:

Tabela 10 - Análise de sensibilidade – variação de 10% nos parâmetros selecionados.

Cenário	TIR %
	Quixaba
Original	3,94
Aumento na geração de eletricidade	4,98
Aumento na tarifa	5,23
Redução do investimento do projeto	5,09
Redução nos custos de O&M	4,13

Como é possível observar pelos resultados apresentados acima, a TIR permanece significativamente abaixo do benchmark quando os parâmetros selecionados variam 10%. Além disso, a TIR do projeto não é modificada significativamente quando os custos de O&M variam. Além disso, deve-se observar que essas variações de preço, eletricidade e investimento não são esperadas como justificado abaixo.

Custos de investimento: O custo de investimento foi estimado com base na experiência do proponente do projeto na construção e operação de outros parques eólicos no país. Deve ser observado que não é

³¹ As sensibilidades podem ser reproduzidas na planilha que apresenta o fluxo de caixa do projeto.

possível esperar uma diminuição de 10% nos custos de investimento, assim como nos custos de operação e manutenção.

Na realidade, no momento deste DCP, o proponente do projeto assinou os contratos para a maior parte dos componentes dos custos de investimento e os valores, estão, em geral, acima dos estimados inicialmente³².

Tarifa de eletricidade: A tarifa para o projeto é regida por um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica assinado entre o desenvolvedor do projeto e o offtaker. A tarifa fixada se aplica à vigência do CCVE que é de 20 anos³³.

O preço de venda da eletricidade de R\$ 168,36/MWh (tarifa básica mais 10%) não é um valor possível porque, como já foi mencionado, o proponente do projeto participou do Leilão 03/2009³⁴ um leilão reverso, significando que sempre que o investidor dá um lance, ele tem que ter preço inferior ao anterior e, como consequência, assinou um contrato de compra e venda de energia elétrica em que a tarifa (tarifa do menor lance) é fixada para o prazo de 20 anos.

Além disso, os últimos leilões mostram que o preço da energia diminuiu, como observado no 2º, 3º e 4º Leilões de Energia de Reserva ocorridos em 2009, 2010 e 2011, respectivamente. Os preços médios obtidos pelos desenvolvedores do projeto nos leilões mencionados são, respectivamente, R\$ 148,39/MWh, R\$ 122,69/MWh e R\$ 99,57/MWh. Portanto, é muito improvável que ocorra um aumento na TIR do projeto devido a um aumento no preço da eletricidade.

Fator de capacidade da planta: De acordo com o EB 48 anexo 11, parágrafo 3(a), o Fator de Capacidade da Planta (FCP) aprovado pelo governo pode ser usado na análise de investimentos. O caso base da TIR é calculado usando o Fator de Capacidade da Planta (FCP) aprovado pelo governo.

Entretanto, deve ser observado que, na análise inicial da TIR da atividade do projeto (em outubro de 2009), o proponente do projeto não tinha a aprovação da ANEEL. Portanto, a estimativa inicial do FCP foi usada como base para a decisão de investimento junto com a consideração do MDL³⁵.

De acordo com o EB 48 anexo 11, parágrafo 3(b) e MDL: Formulário de resposta para a solicitação de esclarecimento sobre Metodologias aprovadas (versão 01.1) AM_CLA_0170: “DIRETRIZES PARA A ELABORAÇÃO DE RELATÓRIOS E VALIDAÇÃO DOS FATORES DE CAPACIDADE DAS PLANTAS” Anexo 11, EB 48³⁶, “No caso desse estudo de viabilidade usar um FCP que não foi fornecido por terceiros independentes, solicita-se que os proponentes do projeto documentem o FCP usado na decisão de investimento, e obtenham o FCP novamente fornecido por terceiros independentes”.

Portanto, o projeto usou para o cenário do caso base os fatores de capacidade das plantas obtidos das publicações da ANEEL de energia assegurada; e também documentou o FCP usado na decisão de investimento (presente nos Estudos de Impacto Ambiental de cada projeto³⁷) junto com a consideração do MDL em outubro de 2009, como uma sensibilidade adicional da TIR do projeto.

³² Os contratos assinados serão disponibilizados para a EOD durante o processo de validação.

³³ Os CCVEs assinados serão disponibilizados para a EOD durante o processo de validação.

³⁴ Documentos da licitação: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/edital_geracao.cfm
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=77

³⁵ Esse Fator de Capacidade da Planta foi apresentado e usado no Estudo de Impacto Ambiental. O EIA estará disponível para a EOD durante o processo de validação.

³⁶ <http://cdm.unfccc.int/filestorage/9/L/P/9LPNQZSM02BWO3JU47EDRHA6I1VY5/Final%20Response.pdf?t=Rzh8MTMwMjU0NTU0Ni4yNg==|25yV4xT5x1dJ3ueUhNrid8keUA8=>

³⁷ Também considerando as perdas de energia nas linhas de transmissão e devido à tecnologia dos equipamentos, que foram estimadas no estágio de concepção da atividade do projeto pelos participantes do projeto com base em experiências anteriores desenvolvendo atividades semelhantes.

A TIR do projeto, considerando o FCP determinado pela ANEEL (e sua sensibilidade) e as estimativas iniciais, fica abaixo do benchmark.

Além disso, não se espera que a geração de eletricidade pelas plantas aumente porque a estimativa foi feita com base na energia garantida conforme medida no local das plantas por terceiros com 50% de probabilidade (P50) e aprovada pela agência reguladora. Essa faixa significa que existe uma probabilidade de 50:50 de uma geração maior ou menor de eletricidade pela planta. Nessa faixa, mais vento é capturado indicando uma estimativa otimista. Como referência, as instituições financeiras consideram as medições de vento com 90% de probabilidade (P90) como uma abordagem conservadora. Portanto, é muito improvável que ocorra um aumento nas receitas do projeto por causa de um aumento na geração de eletricidade acima da hipótese apresentada no fluxo de caixa.

Resultado:

Após a análise de sensibilidade, é possível concluir que a atividade de projeto do MDL proposta não deve ser atraente do ponto de vista econômico/financeiro (de acordo com o Passo 2c parágrafo 11b).

Passo 3: Análise de barreiras

Para a atividade do projeto proposta não foi realizada a análise de barreiras.

Passo 4. Análise da prática comum

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

Não se aplica, pois a atividade do projeto proposta está listada como uma das medidas descritas no parágrafo 6 da ferramenta, como discutido em mais detalhes abaixo.

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Não se aplica, pois a atividade do projeto proposta está listada como uma das medidas descritas no parágrafo 6 da ferramenta, como discutido em mais detalhes abaixo.

Para a avaliação da prática comum é aplicada a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”.

De acordo com o parágrafo 47 da Ferramenta mencionada, para as medidas listadas em seu parágrafo 6 deve ser aplicada uma abordagem em passos ao realizar a prática comum para identificar projetos semelhantes à atividade de projeto do MDL proposta.

A atividade do projeto proposta corresponde à opção (b) consistindo em uma “*Substituição de tecnologia com ou sem alteração de fonte de energia (incluindo melhoria de eficiência energética e o uso de energias renováveis)*”³⁸. Em outras palavras, a implementação da atividade de projeto do MDL proposta causará uma substituição de eletricidade da rede por geração de eletricidade de centrais geradoras eolielétricas.

Portanto, considerando que existe uma alteração de fonte de energia, a análise irá considerar somente as centrais geradoras eolielétricas em operação no país.

Passo 1: Calcular a faixa de geração aplicável como +/-50% da geração de projeto ou capacidade da atividade do projeto proposta

³⁸ Da mesma forma que no exemplo dado no Anexo 8 do EB 62.

A atividade de projeto do MDL proposta consiste na implementação de um parque eólico com capacidade instalada de 25,5 MW. Portanto, deve ser considerada uma faixa de capacidade instalada entre 12,75 MW e 38,25 MW.

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável calculada no Passo 1, que a atividade do projeto proposta, e entraram em operação comercial antes da data de início do projeto. Anotar o número como Nall. As atividades de projeto do MDL registradas e as atividades submetidas à validação não devem ser incluídas neste passo.

As plantas consideradas na análise foram selecionadas seguindo as definições de geração e área geográfica apresentadas na Ferramenta de adicionalidade, como a seguir:

(i) Geração

A ferramenta de adicionalidade define geração como “bens ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis (e.g. clínquer, iluminação, cozinha residencial)”. Portanto, no caso do projeto, a geração considerada é a eletricidade renovável gerada pelas centrais geradoras eólicas interligadas à rede.

(ii) Área geográfica aplicável

Com relação à área geográfica aplicável, a Ferramenta de adicionalidade define que:

*“A **área geográfica aplicável** abrange o país anfitrião inteiro, por padrão; se a tecnologia aplicada no projeto não for específica ao país, então, a área geográfica aplicável deverá ser estendida a outros países. Os participantes do projeto podem fornecer a justificativa de que a área geográfica aplicável é menor que o país anfitrião para tecnologias que variam consideravelmente de local para local dependendo das condições locais”.*

A tecnologia a ser aplicada no projeto não é específica ao país. Entretanto, o Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599 km² (com mais de 4.000 km de distância nos eixos Norte-Sul e Leste-Oeste) e seis regiões climáticas distintas: subtropical, semiárida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida).

Obviamente, essas variedades climáticas têm forte influência sobre os aspectos técnicos relacionados à implementação de centrais geradoras eólicas, pois os eventos meteorológicos têm forte influência no regime eólico. Como citado por VESELKA³⁹, o *clima afeta todos os principais aspectos do setor de energia elétrica, desde o sistema de geração, transmissão e distribuição de eletricidade até a demanda de consumo de energia*. Portanto, é razoável considerar que a tecnologia pode variar consideravelmente de local para local dentro do país.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica, todas as regiões do país têm algum potencial de geração de eletricidade usando o vento. Na Figura 6 é possível observar que o maior potencial de energia eólica está na região Nordeste do país, onde a maior parte dos projetos em operação está localizada.

³⁹ VESELKA, T. D. Balance power [Equilíbrio de energia]: A warming climate could affect electricity. Geotimes. Earth, energy and environment news [Um clima quente pode afetar a eletricidade. Geotimes. Notícias sobre a Terra, energia e meio ambiente]. American Geological Institute [Instituto Geológico dos EUA]: agosto de 2008. Disponível em: <http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html>.

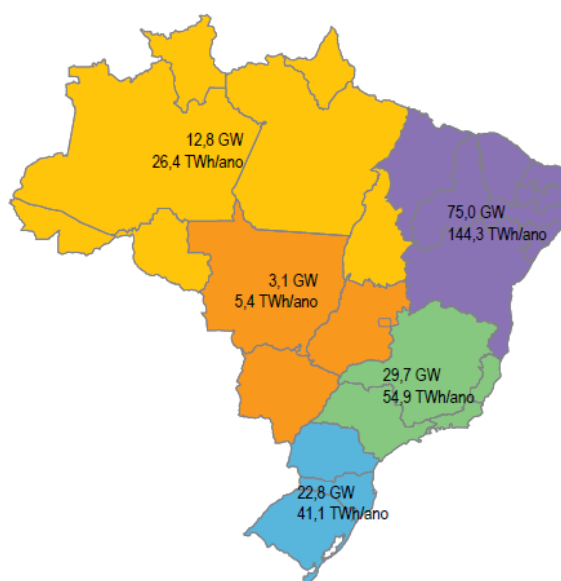


Figura 6: Potencial brasileiro de recursos eólicos⁴⁰.

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro⁴¹, patrocinado por diversas entidades governamentais em 2001, apresenta informações climáticas que influenciam a formação de vento e, como consequência, afetam o potencial eólico de uma determinada região. Com base na topografia da região, velocidade e direção de vento, e temperatura do ar, o estudo apresenta o potencial eólico para geração de energia do país por região e estação (alguns exemplos são fornecidos abaixo na Figura 7).

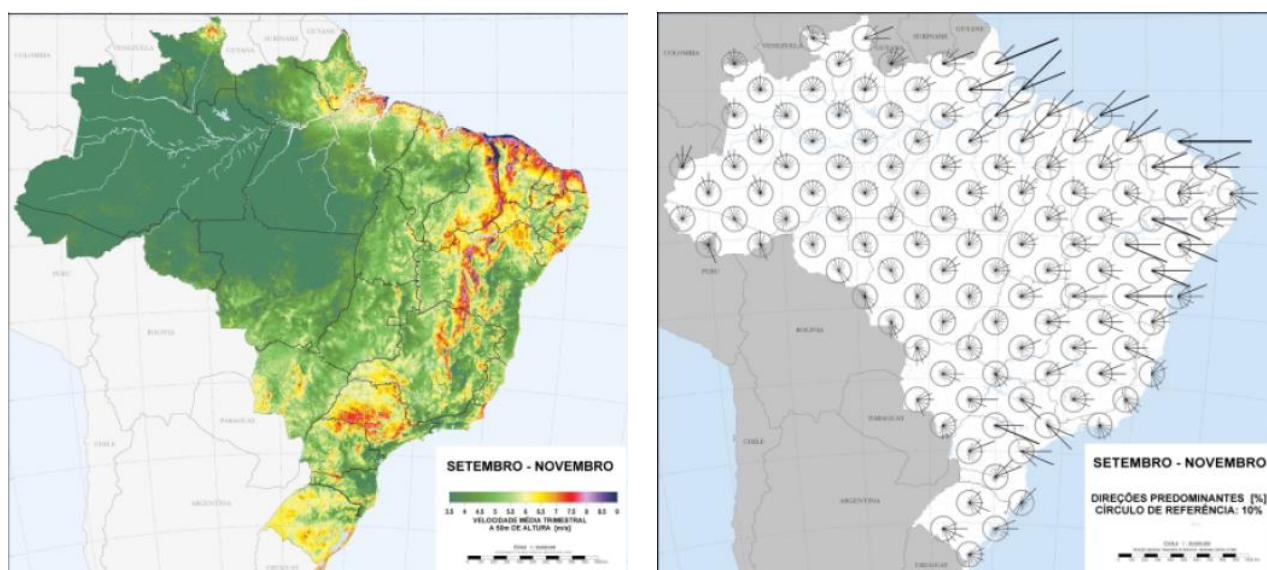


Figura 7 - Mapa da velocidade do vento à esquerda e mapa da direção e intensidade do vento à direita. Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro⁴¹, 2001.

Como é possível observar pelos resultados desse relatório, por causa do vasto território do país, diversas condições climáticas diferentes são registradas, distinguindo claramente as regiões em relação ao

⁴⁰ ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de energia elétrica do Brasil. 3 ed. – Brasília: Aneel, 2008. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/EdicaoLivros2009atlas.cfm>>.

⁴¹ CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: 2001. Disponível para o público em <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=1>>. Acessado em 15 de março de 2012.

potencial de energia eólica. Além do relatório, houve diversas outras iniciativas para explorar o potencial de energia eólica no Brasil. Uma delas, na qual colaborou a Camargo Schubert – uma certificadora eólica de renome - foi a elaboração do Atlas de Potencial Eólico no nível dos estados.

Três Atlas de Potencial Eólico diferentes, da Bahia, Rio Grande do Norte e Alagoas, foram avaliados. Esses estados ficam na região Nordeste do país, que também é a região com maior potencial eólico e onde a atividade de projeto do MDL proposta está localizada. Os resultados finais apresentados nos relatórios mostram que o local mais favorável para a implementação de centrais geradoras eolielétricas varia nesses estados. Enquanto nos estados da Bahia e Alagoas os maiores potenciais eólicos estão localizados no interior do estado, o estado do Rio Grande do Norte tem seu maior potencial de energia eólica localizado próximo à costa (Figura 8, Figura 9 e Figura 10, respectivamente). Essas condições têm influência na decisão de investimento porque, em geral, a logística de projetos de energia eólica localizados na costa é mais fácil.

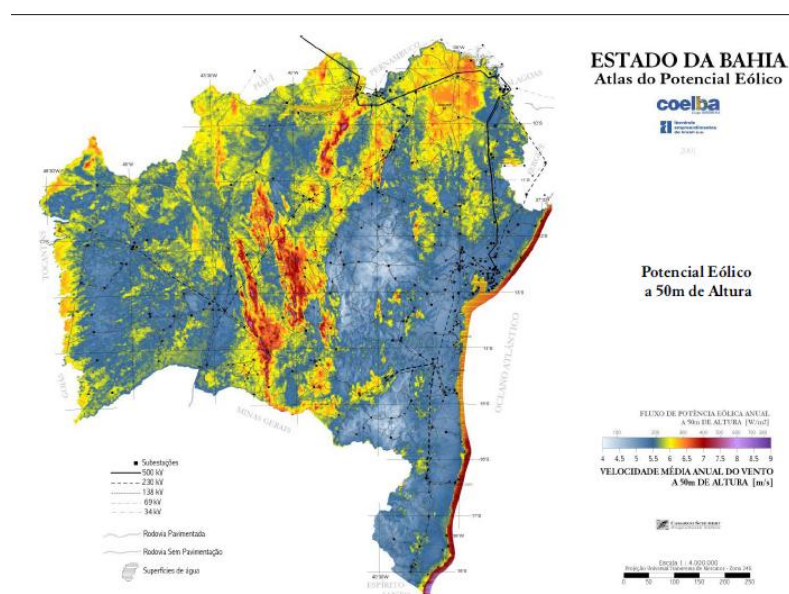


Figura 8 – Potencial eólico do estado da Bahia. Fonte: COELBA - Atlas do Potencial Eólico do estado da Bahia.

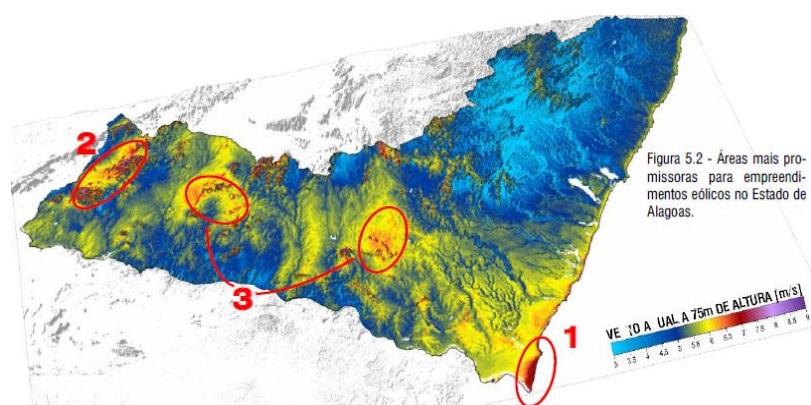


Figura 9- Potencial eólico de Alagoas. Fonte: Eletrobras – Atlas do Potencial Eólico de Alagoas.

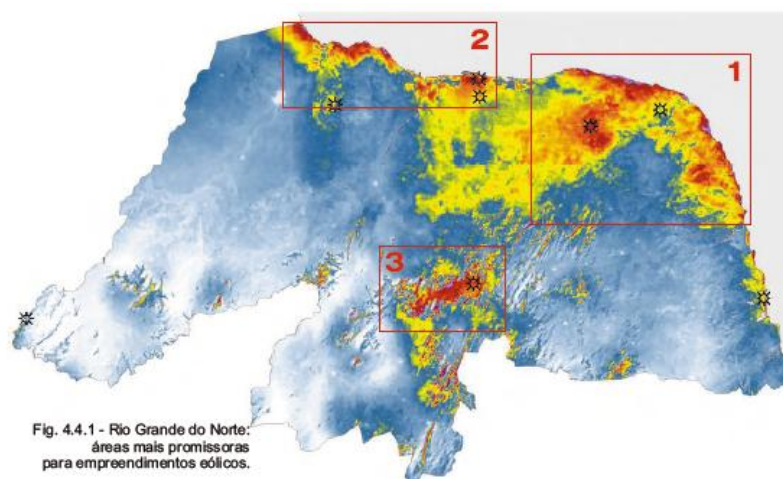


Figura 10 - Potencial eólico do Rio Grande do Norte. Fonte: COSERN – Atlas do Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte.

Além disso, as condições climáticas não são a única característica distintiva entre as diversas regiões do país. No Brasil, os desenvolvedores de projetos interligados à rede de transmissão ou distribuição pagam uma taxa denominada Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição. Esta tarifa varia de acordo com o estado ao qual a central elétrica está interligada. A TUST/TUSD é estabelecida por uma regulamentação específica da ANEEL e possui um forte impacto na análise financeira de um projeto. Apenas para fins de referência, do segundo semestre de 2010 ao primeiro semestre de 2011, a TUSD no estado do Ceará⁴² (localizado na mesma região do Rio Grande do Norte) era de R\$ 6,22/kW e de R\$ 3,18/kW no estado do Rio Grande do Norte⁴³ (mais de duas vezes menor do que Alagoas).

Além disso, vale mencionar que cada estado possui uma agência ambiental específica responsável pela determinação das normas técnicas necessárias para obter todas as licenças ambientais, com normas regionais e processo administrativo distintos, estabelecidos por cada região estadual.

Em junho de 2009, a Secretaria de Mudanças Climáticas e Qualidade Ambiental realizou um estudo para avaliar os procedimentos estabelecidos por cada agência ambiental dos estados com relação ao processo de licenciamento ambiental das centrais geradoras eolielétricas⁴⁴. O resultado desse estudo demonstra claramente que cada agência ambiental tem exigências e procedimentos diferentes para emitir as licenças ambientais para centrais geradoras eolielétricas.

Portanto, ao avaliar as diferentes condições climáticas de cada região, o marco regulatório ambiental específico de cada estado, a subdivisão do preço da energia por mercado e os diferentes valores da TUSD/TUST aplicados em cada estado brasileiro, fica claro que o território nacional não possui os mesmos “ambientes comparáveis” como exigido pela ferramenta metodológica “*Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade*”. Sem dúvida, essas diferenças entre os estados brasileiros (clima, preço da energia, custos de transmissão/distribuição e legislação ambiental) têm impactos técnicos, financeiros e regulatórios para a implementação de centrais geradoras eolielétricas.

Em resumo, levando em consideração as definições apresentadas acima, foram consideradas apenas as centrais geradoras eolielétricas interligadas à rede, com capacidade instalada dentro da faixa estabelecida

⁴² Resolução ANEEL nº 968, datada de 19/04/2010, disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/atreh2010968.pdf>>.

⁴³ Resolução ANEEL nº 972, datada de 19/04/2010, disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2010972.pdf>>.

⁴⁴ SMCQ - Secretaria de Mudanças Climáticas e Qualidade Ambiental. **Pesquisa sobre licenciamento ambiental de parques eólicos**. Disponível para o público em <<http://www.protocolodemontreal.org.br/eficiente/sites/protocolodemontreal.org.br/pt-br/site.php?secao=publicacoes&pub=240>>, Acessado em 14 de março de 2012.

no *Passo 1* acima e localizadas no estado do Ceará. Outras atividades de projeto do MDL, definidas pela ferramenta como as *registradas (...)* e que *foram publicadas no website da CQNUMC para consulta pública internacional como parte do processo de validação* não foram levadas em consideração.

A lista de todas as plantas operacionais que entraram em operação antes da data de início do projeto (em 28 de outubro de 2010) que foram consideradas na análise foi fornecida à EOD. O resultado de N_{all} para a faixa identificada acima no passo 1 (12,75 MW a 38,25 MW) é que existem seis centrais geradoras eólicas em operação no estado do Ceará com capacidade instalada dentro da faixa identificada. Portanto, $N_{all} = 6$.

Passo 3: *Nas plantas identificadas no Passo 2, identificar as que aplicam tecnologias diferentes da aplicada na atividade do projeto proposta. Anotar o número como N_{diff}*

De acordo com o Parágrafo 9 da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”⁴⁵:

“Diferentes tecnologias no contexto da prática comum são tecnologias que proporcionam a mesma geração e diferem em pelo menos um dos seguintes itens (conforme apropriado, no contexto da medida aplicada no projeto de MDL proposto e na área geográfica aplicável):

- a) Fonte de energia/combustível;
- b) Matéria-prima;
- c) Tamanho da instalação (capacidade energética):
 - i. Micro (conforme definição do parágrafo 24 da Decisão 2/CRP.5 e parágrafo 39 da Decisão 3/CRP.6);
 - ii. Pequena (conforme definição do parágrafo 28 da Decisão 1/CRP.2);
 - iii. Grande;
- d) Clima de investimento na data da decisão do investimento, entre outros:
 - i. Acesso a tecnologia;
 - ii. Subsídios ou outros fluxos financeiros;
 - iii. Políticas promocionais;
 - iv. Normas legais;
- e) Outras características, entre outros:
 - i. Custo unitário da geração (os custos unitários são considerados diferentes se diferirem pelo menos 20%);”

Considerando o acima, as principais diferenças entre a atividade do projeto e as centrais elétricas restantes identificadas no passo 2 são as seguintes:

- (a) Fonte de energia: considerando as particularidades da geração de energia eólica, somente as centrais geradoras eólicas foram consideradas nesta análise da prática comum;
- (b) Clima de investimento na data da decisão do investimento, entre outros:
 - (i) Políticas promocionais: O Governo Federal Brasileiro promoveu incentivos importantes para a geração de energia eólica. Uma das iniciativas mais reconhecidas é o PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. O PROINFA foi criado através da Lei nº 10.438 datada de 26 de abril de 2002. Entre outras, uma das metas da iniciativa era aumentar a participação das fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo assim para uma maior sustentabilidade ambiental. Para alcançar essas metas, o governo brasileiro designou a companhia de energia elétrica estatal federal Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S/A) para atuar como principal offtaker de energia elétrica gerada por instalações de energia alternativa

⁴⁵ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-01-v6.0.0.pdf>

no Brasil, celebrando contratos de compra e venda de energia elétrica de longo prazo com produtores de energia alternativa, com preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrada dos consumidores finais. Além disso, o Decreto brasileiro nº 5.025 datado de 30 de março de 2004, que regula a Lei nº 10.438, determina que o PROINFA tenha como objetivo a redução dos gases de efeito estufa, conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC), no âmbito do Protocolo de Quioto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política do “Tipo E-”. Portanto, os projetos que têm participado do PROINFA não podem ser comparados com os projetos que não recebem esse tipo de incentivo.

- (ii) *Normas legais:* Até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência de capacidade de investimento do estado, o governo iniciou o processo de privatização. No entanto, no final do ano 2000, os resultados ainda eram modestos. Outras iniciativas com o objetivo de aumentar a geração de eletricidade no país foram tomadas entre o fim da década de 1990 e 2003; no entanto, elas não atraíram novos investimentos para o setor. Em 2003, o governo recém-eleito decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de eletricidade para impulsionar investimentos no setor de energia elétrica. As regras do mercado foram mudadas e novas instituições criadas como a *Empresa de Pesquisa Energética (EPE)* – uma instituição que se tornou responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico com a função de avaliar, em uma base perene, a segurança do fornecimento de energia elétrica – e a *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)* – uma instituição responsável pelo gerenciamento da comercialização de energia elétrica dentro do sistema interligado. Essa nova estrutura foi aprovada pelo Congresso e publicada em março de 2004⁴⁶. Dado o novo marco regulatório e clima de investimentos, apenas projetos com início depois de março de 2004 serão considerados similares à atividade do projeto proposta. Os projetos que entraram em operação antes do novo marco da eletricidade foram considerados como tendo uma tecnologia diferente daquela da atividade do projeto proposta.

Todas as plantas identificadas no Passo 2, considerando a faixa de capacidade instalada entre 12,75 MW e 38,25 MW, entraram em operação após o novo marco regulatório (março de 2004). No entanto, todas elas receberam incentivos do PROINFA⁴⁷, identificado como política promocional, como explicado acima.

Portanto, $N_{diff} = 6$.

Passo 4: Calcular o fator $F = 1 - N_{diff}/N_{all}$ representativo da participação das plantas que utilizam tecnologia similar à usada na atividade do projeto proposta em todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade que a atividade do projeto proposta.

- $F = 1 - N_{diff}/N_{all} = 1 - 6/6 = 0$
- $N_{all} - N_{diff} = 6 - 6 = 0$

De acordo com a diretriz, a atividade do projeto proposta será uma prática comum em um setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior que 0,2 e $N_{all} - N_{diff}$ for maior que 3.

Nesse caso, o projeto não está de acordo com esses valores; portanto, não é prática comum.

⁴⁶ <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm>.

⁴⁷ ACOMPANHAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - Usinas Eólicas (versão maio 2012) Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2&idiomaAtual=0>

Consideração anterior do MDL

De acordo com o “Glossário de termos do MDL” (EB66, Anexo 63) a data de início da atividade de projeto do MDL corresponde à “*primeira data em que tem início a implementação ou construção ou medida real de uma atividade de projeto do MDL ou PoA*”.

A data de início identificada da atividade do projeto proposta é 28/10/2010, que representa a data em que os CCVEs de quatro dos cinco parques eólicos considerados na atividade de projeto do MDL proposta foram assinados. Para obter detalhes sobre como a data de início do projeto foi identificada consulte a Seção C.1.1.

Com relação à demonstração da consideração anterior do MDL, o “Padrão de projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo”, exige que a consideração do MDL seja demonstrada para os projetos cuja data de início identificada é *anterior à data de publicação do DCP para consulta pública internacional*.

Além disso, o parágrafo 27 do padrão mencionado acima determina que “*para uma atividade de projeto do MDL proposta com data de início em ou após 2 de agosto de 2008 [que é o caso da atividade de projeto do MDL proposta], os participantes do projeto devem informar à Autoridade Nacional Designada (AND) da parte anfitriã e à secretaria sobre sua intenção de buscar o status de MDL de acordo com o procedimento do ciclo do projeto*”.

A atividade de projeto do MDL proposta foi publicada para consulta pública internacional em 15/11/2011. Essa data é posterior à data de início como identificado na seção C.1.1.

Portanto, de acordo com as exigências acima, a CQNUMC e a AND brasileira foram informadas pelos participantes do projeto sobre sua intenção de buscar a certificação do MDL. O formulário de consideração prévia do MDL (F-CDM-Prior consideration) foi encaminhado, como recomendado pelas diretrizes, em 14/06/2010. O formulário e a confirmação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação e foram apresentados à EOD que valida o projeto.

B.6. Reduções de emissões

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas

>>

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO₂ provenientes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em decorrência da atividade do projeto. A metodologia considera que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por centrais elétricas interligadas à rede existentes e pela adição de novas centrais elétricas interligadas à rede. As emissões da linha de base devem ser calculadas da seguinte forma:

$$BE_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y}$$

Equação 1

Onde,

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂/ano)

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL no ano y (MWh/ano)

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh)

Cálculo de $EG_{PJ,y}$

O cálculo de $EG_{PJ,y}$ é diferente para (a) plantas totalmente novas, (b) retrofittings e substituições e (c) aumentos de capacidade.

Esta atividade de projeto do MDL é uma planta totalmente nova e aplica a **opção (a)**.

(a) Centrais elétricas de energia renovável totalmente novas

Se a atividade do projeto for a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto, então:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad \text{Equação 2}$$

Onde,

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL no ano y (MWh/ano)

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

Além disso, a metodologia também esclarece que $EG_{facility,y}$ é a quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede. Deve ser determinada como uma diferença entre (i) a quantidade de eletricidade fornecida pela planta/unidade do projeto à rede e a quantidade de eletricidade alimentada na planta/unidade do projeto da rede.

Portanto, sempre que existir consumo de eletricidade da rede pela atividade de projeto do MDL proposta, esse consumo será descontado da eletricidade despachada pelo projeto para a rede. O resultado deve ser usado com a finalidade de determinar as emissões da linha de base totais pelo projeto.

Cálculo de $EF_{grid,CM,y}$

O fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y é calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO_2/MWh). Essa ferramenta metodológica determina o fator de emissão de CO_2 para o deslocamento da eletricidade gerada pelas centrais elétricas em um sistema elétrico calculando o fator de emissão da “margem combinada” (CM) do sistema elétrico. A CM é o resultado de uma média ponderada de dois fatores de emissão pertencentes ao sistema elétrico: a “margem de operação” (OM) e a “margem de construção” (BM). A margem de operação é o fator de emissão que se refere ao grupo de centrais elétricas existentes cuja geração de eletricidade atual seria afetada pela atividade de projeto do MDL proposta. A margem de construção é o fator de emissão que se refere ao grupo de centrais elétricas em perspectiva cuja construção e futura operação seriam afetadas pela atividade de projeto do MDL proposta.

No Brasil, o Ministério de Ciência e Tecnologia calcula o fator de emissão para a geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional de acordo com a ferramenta metodológica: “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Essas informações serão usadas para calcular as emissões da linha de base. Informações disponíveis ao público em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html>.

Os dados do fator de emissão de rede de 2010 calculados pelo Ministério de Ciência e Tecnologia foram usados para a estimativa ex-ante da geração de RCEs neste DCP.

Escolhas metodológicas aplicadas nesta atividade de projeto do MDL

Passo 1. Identificar os sistemas elétricos relevantes.

Resolução nº 8, de 26 de maio de 2008. Adota um sistema único como definição de um sistema elétrico do projeto no Sistema Interligado Nacional para fins da atividade de projeto do MDL⁴⁸:

Art. 1º – Adotar o sistema único formado pela união dos submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN) como definição do “Sistema Elétrico do Projeto” para qualquer atividade do projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) conectada ao SIN, fornecendo ou utilizando eletricidade da rede, e aplicando as metodologias ACM0002 e AMS-I.D. e/ou a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” aprovadas pelo Conselho Executivo do MDL.

PASSO 2. Escolher se as centrais elétricas fora da rede devem ser incluídas no sistema elétrico do projeto (opcional).

Para esta atividade do projeto, a **Opção I** foi selecionada para calcular o fator de emissão da margem de operação e da margem de construção: Somente as centrais elétricas da rede são incluídas no cálculo.

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

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é feito com base em um dos seguintes métodos:

- (a) OM simples; ou
- (b) OM simples ajustada; ou
- (c) OM da análise dos dados de despacho; ou
- (d) OM média.

A **Opção (c)** OM da análise dos dados de despacho é a opção usada pela AND brasileira. Portanto, é a opção que deve ser usada pelo projeto. O fator de emissão da OM da análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades geradoras da rede que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora h em que o projeto está deslocando eletricidade da rede. Essa abordagem não se aplica aos dados históricos e, portanto, exige o monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$. Informações detalhadas estão disponíveis ao público em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327813.html#ancora>.

Passo 4. Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado.

O fator de emissão é calculado como a seguir:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \times EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Equação 3

Onde,

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação da análise dos dados de despacho no ano y (tCO₂/MWh)

⁴⁸ Resolução nº 8, de 26 de maio de 2008 - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC)
http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24833.pdf

$EG_{PJ,h}$	= Eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh)
$EF_{EL,DD,h}$	= Fator de emissão de CO_2 para unidades geradoras da rede no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO_2/MWh)
$EG_{PJ,y}$	= Total de eletricidade deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh)
h	= Horas no ano y nas quais a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede
y	= Ano no qual a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede

Cálculo do fator de emissão de CO_2 por hora para as unidades geradoras da rede ($EF_{EL,DD,h}$)

A AND brasileira disponibilizou o cálculo do fator de emissão da margem de operação com base na opção (c) análise de dados de despacho. Portanto, os participantes do projeto usaram esse valor para a atividade do projeto proposta.

Entretanto, os participantes do projeto não têm acesso às decisões que a AND brasileira tomou para calcular o fator de emissão de CO_2 por hora nem à planilha utilizada. Somente os valores finais estão disponíveis para consulta pública. Portanto, os participantes do projeto não puderam descrever o método que foi utilizado para calcular o fator de emissão por hora.

Cálculo para determinar o conjunto de unidades geradoras da rede, n , que estão no topo do despacho

A AND brasileira disponibilizou o cálculo do fator de emissão da margem de operação com base na opção (c) análise de dados de despacho. Portanto, os participantes do projeto usaram esse valor para a atividade do projeto proposta.

Entretanto, os participantes do projeto não têm acesso às decisões que a AND brasileira tomou para determinar o conjunto de unidades geradoras n nem à planilha utilizada. Somente os valores finais para o fator de emissão por hora ($EF_{EL,DD,h}$) estão disponíveis para consulta pública. Portanto, os participantes do projeto não puderam descrever o método que foi usado para determinar o conjunto de unidades geradoras n .

Os fatores de emissão mensais da OM de despacho do ano de 2010 calculados pelas autoridades brasileiras (veja a tabela a seguir) serão usados para a estimativa ex-ante da geração de RCEs neste DCP. Os resultados são apresentados abaixo na seção B.6.3.

Esse fator de emissão anual da OM de despacho é usado somente para estimar a geração de RCEs *ex-ante*. Durante o período de obtenção de créditos, e quando os valores de geração por hora das unidades do projeto estiverem disponíveis, o cálculo de $EF_{grid,OM-DD,y}$ será realizado de acordo com a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. A geração por hora e os fatores de emissão por hora serão usados.

PASSO 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM).

Em termos de período de dados, os participantes do projeto podem escolher uma das duas opções fornecidas pela ferramenta. Os participantes do projeto escolheram a opção 2, que é:

***Opção 2:** Para o primeiro período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção deverá ser atualizado anualmente, ex-post, incluindo as unidades construídas até o ano de registro da atividade do projeto ou, se as informações até o ano de registro ainda não estiverem disponíveis, incluindo as unidades construídas até o ano mais recente para o qual existem informações disponíveis. Para o segundo período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção deverá ser calculado ex-ante, conforme descrito na opção 1*

acima. Para o terceiro período de obtenção de créditos, deverá ser usado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de créditos.

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração (tCO₂/MWh) de todas as unidades geradoras m durante o ano mais recente y para o qual os dados da geração de eletricidade estão disponíveis, calculado como a seguir:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{Equação 4}$$

Onde,

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e alimentada na rede pela unidade geradora m no ano y (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora m no ano y (tCO₂/MWh)

m = Unidades geradoras incluídas na margem de construção

y = Ano histórico mais recente para o qual os dados da geração de eletricidade estão disponíveis

Cálculo para determinar o conjunto de unidades geradoras m incluído na margem de construção

A AND brasileira disponibilizou o cálculo da emissão da margem de construção. Portanto, os participantes do projeto usaram esse valor para a atividade do projeto proposta.

Entretanto, os participantes do projeto não têm acesso às decisões que a AND brasileira tomou para determinar o conjunto de unidades geradoras m por hora nem à planilha utilizada. Somente os valores finais estão disponíveis para consulta pública. Portanto, os participantes do projeto não podem descrever o método que foi usado para determinar o conjunto de unidades geradoras m .

Cálculo do fator de emissão de CO₂ de cada unidade geradora m ($EF_{EL,m,y}$)

A AND brasileira disponibilizou o cálculo da emissão da margem de construção. Portanto, os participantes do projeto usaram esse valor para a atividade do projeto proposta.

Entretanto, os participantes do projeto não têm acesso às decisões que a AND brasileira tomou para calcular o fator de emissão de CO₂ de cada unidade geradora m nem à planilha utilizada. Somente os valores finais estão disponíveis para consulta pública. Portanto, os participantes do projeto não podem descrever o método que foi usado para calcular o fator de emissão de CO₂ de cada unidade geradora m .

A emissão da margem de construção do ano de 2010 calculada pelas autoridades brasileiras (veja a tabela a seguir) será usada para uma estimativa ex-ante da geração de RCEs neste DCP. Os resultados são apresentados abaixo na seção B.6.3.

PASSO 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

O cálculo do fator de emissão da margem combinada (CM) ($EF_{grid,CM,y}$) é feito com base em dos seguintes métodos:

- (a) Média ponderada da CM; ou
(b) CM simplificada.

O método da média ponderada da CM (opção a) deve ser usado como a opção preferencial e será usado na atividade de projeto do MDL proposta.

(a) Média ponderada da CM

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

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times W_{BM}$$

Equação 5

Onde,

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh)

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação no ano y (tCO₂/MWh)

W_{OM} = Ponderação do fator de emissão da margem de operação (%)

W_{BM} = Ponderação do fator de emissão da margem de construção (%)

De acordo com a ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, as atividades de projeto de geração de energia eólica devem usar: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ (devido à sua natureza intermitente e que não permite despacho) para o primeiro período de obtenção de créditos e para os períodos de obtenção de créditos subsequentes. Os resultados são apresentados abaixo na seção B.6.3.

Emissões do projeto

Para a maior parte das atividades do projeto de geração de energia renovável, $PE_y = 0$. No entanto, algumas atividades do projeto podem envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Essas emissões devem ser consideradas emissões do projeto usando a equação a seguir:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

Equação 6

Onde,

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_{2e}/ano)

$PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto decorrentes do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO₂/ano)

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO_{2e}/ano)

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto decorrentes de reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano y (tCO_{2e}/ano)

- Combustão de combustíveis fósseis ($PE_{FF,y}$):

Não se aplica a projetos eólicos. Além disso, de acordo com a metodologia, o uso de combustíveis fósseis para fins de backup ou emergência (p.ex., geradores a diesel), sempre que observado, pode ser desprezado.

- Emissões de gases não condensáveis provenientes da operação de centrais elétricas geotérmicas ($PE_{GP,y}$):

Não se aplica a projetos eólicos.

- Emissões provenientes de reservatórios de água de centrais hidrelétricas ($PE_{HP,y}$):

Não se aplica a projetos eólicos.

De acordo com o acima, $PE_y = 0$ tCO₂e/ano.

Fugas

De acordo com a metodologia nenhuma emissão das fugas deve ser considerada. Portanto, $LE_y = 0$ tCO₂e/ano.

Reduções de emissões

As reduções de emissões são calculadas como a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação 7

Onde,

ER_y = Reduções de emissões no ano y (tCO₂e/ano)

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂/ano)

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/ano)

B.6.2. Dados e parâmetros fixados ex-ante

Não existem dados nem parâmetros que não serão monitorados durante o período de obtenção de créditos. A eletricidade gerada pela atividade do projeto e o fator de emissão do Sistema Interligado Nacional serão monitorados. Essas informações estão na seção B.7.1.

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

>>

Emissões da linha de base (BE_y)

Com base na Resolução da ANEEL para Aracati, a geração de energia líquida deste projeto proposto será de 79.015 MWh/ano.

	Quantidade de turbinas eólicas (modelo VS77)	Capacidade instalada [MW]	Fator de Capacidade da Planta [%]	Geração de energia [MWh/ano]
Parque Eólico Quixaba	17	25,50	35,37%	79.015
Total do Projeto de MDL Aracati	17	25,50		79.015

Além disso, o cálculo do fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede ($EF_{grid,CM,y}$) segue os passos estabelecidos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Os resultados são apresentados abaixo.

PASSO 1 - Identificar os sistemas elétricos relevantes

Seguindo a Resolução nº 8, emitida pela AND brasileira em 26 de maio de 2008, o Sistema Interligado Nacional corresponde ao sistema a ser considerado. Ele cobre todas as cinco macrorregiões geográficas

do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste) como apresentado na figura abaixo.

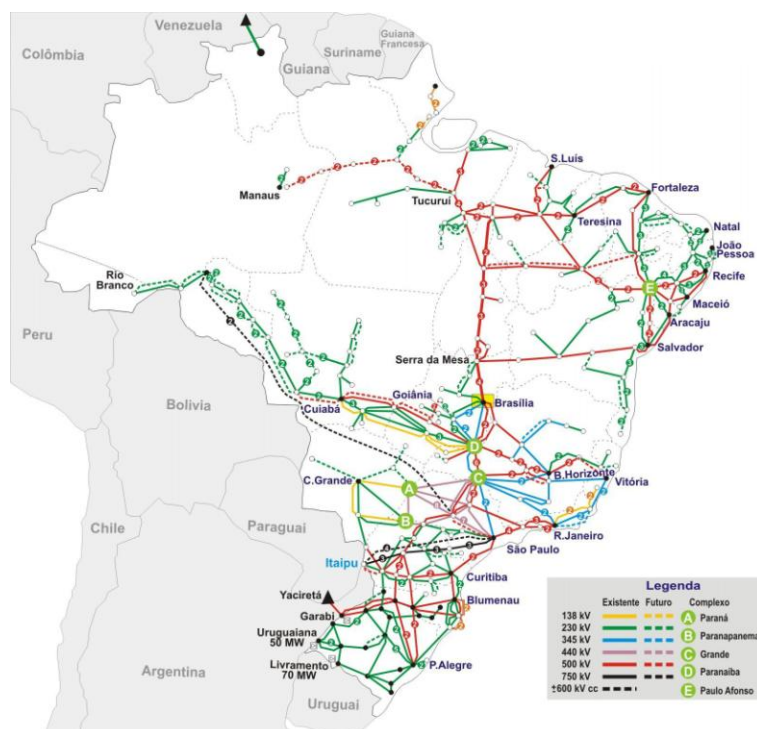


Figura 11 – Sistema Interligado Nacional. (Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico)

PASSO 2 – Escolher se as centrais elétricas fora da rede devem ser incluídas no sistema elétrico do projeto (opcional)

A Opção I foi selecionada e somente centrais elétricas interligadas à rede são consideradas.

PASSO 3 - Selecionar um método para determinar a margem de operação (OM)

A AND brasileira disponibilizou ao público a OM através da OM da análise dos dados de despacho (opção c). Portanto, esse método foi usado para a atividade do projeto proposta. Consulte a seção B.6.1. para obter a justificativa adequada.

PASSO 4 - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

A AND brasileira disponibilizou ao público o fator de emissão da OM através da OM da análise dos dados de despacho (opção c). Para fins de estimativa, foi usada a média dos dados mensais de 2010 (os dados mais recentes disponíveis no início da validação). O resultado é apresentado a seguir.

$$EF_{grid,OM-adj,y} = 0,4787 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

PASSO 5 - Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM)

A AND brasileira disponibilizou ao público o fator de emissão da OM através da OM da análise dos dados de despacho (opção c). Para fins de estimativa, foi usada a média dos dados mensais de 2010 (os dados mais recentes disponíveis no início da validação). O resultado para o fator de emissão da margem de construção é apresentado abaixo.

$$EF_{grid,BM,y} = 0,1404 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

PASSO 6 – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)

Aplicando os resultados apresentados nos PASSOS 4 e 6 acima à Equação 5 apresentada na seção B.6.1. e considerando os pesos $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ (de acordo com o método **a**) da ferramenta) obtemos:

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y}$$

$$EF_y = 0,75 \times 0,4787 + 0,25 \times 0,1404$$

$EF_{grid,CM,y}$ tCO ₂ e/MWh	=	0,3941
--	---	--------

Por fim, as emissões da linha de base podem ser determinadas aplicando os resultados de $EG_{facility,y}$ e $EF_{grid,CM,y}$ à Equação 1 como a seguir:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y}$$

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} = 79.015 \text{ MWh/ano}$$

$$BE_y = 79.015 \text{ MWh/ano} \times 0,3941 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$BE_y = 31.140 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

Emissões do projeto (PE_y)

Como explicado acima na seção B.6.1., as emissões do projeto pela atividade do projeto proposta são **zero**.

$$PE_y = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

Emissões das fugas (LE_y)

O cálculo das emissões das fugas não é exigido pela metodologia.

$$LE_y = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}.$$

Reduções de emissões (ER_y)

Aplicando os resultados obtidos acima à Equação 7 obtemos:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$ER_y = 31.140 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

B.6.4. Síntese das estimativas ex-ante das reduções de emissões

Ano	Emissões da linha de base (tCO ₂ e)	Emissões do projeto (tCO ₂ e)	Fugas (tCO ₂ e)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
2013	0	31.140	0	31.140
2014	0	31.140	0	31.140
2015	0	31.140	0	31.140
2016	0	31.140	0	31.140
2017	0	31.140	0	31.140
2018	0	31.140	0	31.140
2019	0	31.140	0	31.140
Total	0	217.979	0	217.979
Número total de anos de crédito	7			
Média anual durante o período de obtenção de créditos	0	31.140	0	31.140

B.7. Plano de monitoramento**B.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados**

Dado / Parâmetro	$EG_{facility,y}$
Unidade	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pelo projeto à rede no ano y
Fonte do dado	Medidores de eletricidade
Valor(es) aplicado(s)	79.015
Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a metodologia, para determinar este parâmetro, os seguintes parâmetros devem ser medidos: (i) A quantidade de eletricidade fornecida pela planta/unidade do projeto à rede; e A quantidade de eletricidade alimentada na rede pelo projeto será quantificada através dos medidores de energia localizados em Jaguaruana (energia líquida). Além disso, as informações serão monitoradas continuamente e registradas mensalmente, pelo menos pelo sistema SCADA. Uma empresa externa (“Stom - Serviços técnicos de operação e manutenção”) está encarregada da operação e manutenção dos parques eólicos e do controle e registro dos dados coletados. A medição da energia alimentada na rede será realizada de acordo com as exigências do ONS em “Procedimentos de Rede – Submódulos 12.2 e 12.4⁴⁹”. A CCEE também faz medições. (ii) A quantidade de eletricidade da rede alimentada na planta/unidade do projeto A eletricidade consumida pelo projeto é medida e faturada pela concessionária local (terceiros).
Frequência de monitoramento	Medição contínua <i>Frequência de registro:</i> os registros são preparados diariamente e a energia é faturada/relatada mensalmente.
Procedimentos de GQ/CQ:	Os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal - classe de precisão 0,2. A frequência de calibração dos medidores é de dois anos (máximo) conforme estabelecido no submódulo 12.3 “Manutenção do sistema de medição para faturamento” do ONS⁵⁰.”. Além disso, em todos os pontos de medição haverá outro medidor funcionando como backup. Isso assegura que a eletricidade seja medida adequadamente. Será feita uma verificação cruzada das informações usando evidência documentada da concessionária de energia local ou da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), uma entidade governamental brasileira que monitora a quantidade de eletricidade na rede interligada nacional.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base

⁴⁹ Documento disponível em

[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/F0716AC45FC23A2B83257945005B1E58/\\$file/Submodulo%2012.4_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/F0716AC45FC23A2B83257945005B1E58/$file/Submodulo%2012.4_Rev_2.0.pdf?openelement)

⁵⁰ Documento disponível em

<http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/be4c5a1e96b00ff083257635000041e4/5da0c134065fb70f83257945005b1bdf?OpenDocument>

Comentário adicional	Como a atividade do projeto proposta é um projeto totalmente novo, conforme explicado acima na seção B.6.1., este parâmetro corresponde ao $EG_{PJ,y}$ usado para determinar as emissões da linha de base.
-----------------------------	--

Dado / Parâmetro	$EG_{PJ,h}$
Unidade	MWh
Descrição:	Eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y
Fonte do dado	Medições locais
Valor(es) aplicado(s)	Não usado para a estimativa ex-ante
Métodos e procedimentos de medição	A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto é monitorada pelo proprietário do projeto. As informações agregadas por hora serão usadas para determinar o fator de emissão de CO ₂ da margem de operação seguindo os passos fornecidos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Frequência de monitoramento	Por hora
Procedimentos de GQ/CQ:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.3 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal). As informações por hora fornecidas pelos participantes do projeto podem ser agregadas semanalmente e cruzadas com os relatórios emitidos pela CCEE.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base
Comentário adicional	-

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO _{2e} /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Fonte do dado	De acordo com a Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico.
Valor(es) aplicado(s)	0,3941
Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos de GQ/CQ:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base
Comentário adicional	-

Dado / Parâmetro	$EF_{EL,DD,h}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ para unidades geradoras no topo da ordem de despacho na hora h no ano y
Fonte do dado	Website da AND brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora)
Valor(es) aplicado(s)	Grande quantidade de dados.
Métodos e procedimentos de medição	A opção selecionada para calcular a margem de operação é a análise de despacho que não permite o período de cálculo <i>ex-ante</i> do fator de emissão. Assim, esse valor será calculado anualmente aplicando os números publicados pela AND brasileira e seguindo os passos fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Frequência de monitoramento	Por hora
Procedimentos de GQ/CQ:	Será usada a fonte oficial de informações (<i>ou seja</i> , a AND brasileira).
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base
Comentário adicional	Para fins de estimativa, a margem de operação foi determinada considerando a média do fator de emissão de operação mensal publicado pela AND.

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade	tCO _{2e} /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem de construção da rede brasileira
Fonte do dado	O fator de emissão para a geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional do Brasil é calculado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia.
Valor(es) aplicado(s)	0,1404 (Para o cálculo ex-ante neste DCP foi aplicada a BM do ano de 2010). O $EF_{grid,BM,y}$ está disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora
Métodos e procedimentos de medição	O fator de emissão da margem de construção é calculado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia de acordo com a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos de GQ/CQ:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base
Comentário adicional	De acordo com a opção 2 da ferramenta, para o primeiro período de obtenção de créditos o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado anualmente.

B.7.2. Plano de amostragem

>>

Não se aplica. Esta seção foi deixada intencionalmente em branco.

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

>>

Esta atividade de projeto do MDL usou a metodologia consolidada aprovada de monitoramento ACM0002 “Metodologia consolidada de monitoramento para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” para determinar as reduções de emissões da geração de eletricidade líquida do parque eólico.

A seção III da metodologia de monitoramento determina que todos os dados coletados como parte do monitoramento devem ser arquivados eletronicamente e ser mantidos durante pelo menos 2 anos após o fim do último período de obtenção de créditos. 100% dos dados devem ser monitorados. Todas as medições devem ser realizadas com equipamentos de medição calibrados de acordo com padrões relevantes do setor.

Este plano, desenvolvido pela Energimp S.A., descreve em mais detalhes o processo de monitoramento no parque eólico Aracati:

Plano de monitoramento do projeto de geração de energia eólica:Diretrizes gerais:

O proprietário do projeto irá continuar com as medidas necessárias de monitoramento conforme estabelecido nos procedimentos do ONS (*Operador Nacional do Sistema Elétrico*), da ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*) e da CCEE (*Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*).

O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)⁵¹ que é a agência reguladora que proporciona condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade⁵². A CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, tem por finalidade realizar as transações atacadas e viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre e no mercado de curto prazo⁵³.

Para fins da atividade relacionada ao projeto, as medidas de monitoramento necessárias conforme estabelecido nos procedimentos do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) serão aplicadas; a referida autoridade estabelece os Procedimentos de Rede (Submódulos 12.2, 12.3 e 12.4), que definem como os equipamentos de monitoramento devem ser instalados e operados. O pessoal do ONS terá acesso ao ponto de medição líquida para realizar inspeções dos dados coletados. Além disso, serão seguidos os procedimentos de comercialização da CCEE.

Antes da entrada em operação do parque eólico, a ANEEL - a Agência Nacional de Energia Elétrica - deve emitir uma ordem para autorizar o início da operação, certificando que os procedimentos foram seguidos e implementados.

⁵¹ Informações disponíveis em <http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx?lang=en>.

⁵² Informações disponíveis em <<http://www.aneel.gov.br/>>.

⁵³ Informações disponíveis em <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/razao-de-ser?_afzLoop=215960547877359&_afzWindowMode=0&_afzWindowId=rutg6tkp0_163#%40%3F_afzWindowId%3Drutg6tkp0_163%26_afzLoop%3D215960547877359%26_afzWindowMode%3D0%26_adf.ctrl-state%3Drutg6tkp0_191>:..

Sistemas instalados e procedimento de medição:

A eletricidade total exportada para a rede será monitorada seguindo os procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS que define as características técnicas e a classe de precisão (0,2% de erro máximo permissível) dos medidores de eletricidade a serem usados⁵⁴. Além disso, o ONS também regula as exigências de calibração dos medidores de eletricidade (a cada dois anos)⁵⁵.

De acordo com o que foi descrito acima na seção A.3., os parques eólicos Quixaba devem ser interligados à subestação Quixaba. Após a subestação Quixaba coletar a eletricidade gerada pela planta, a eletricidade será transferida para a subestação Jaguaruana. Na subestação Jaguaruana haverá um conjunto de medidores (dois no total) que mede a eletricidade total a ser alimentada na rede pela planta (eletricidade líquida).

Todas as características técnicas dos medidores são estabelecidas pela CCEE⁵⁶. Antes do início da operação, a CCEE exige que esses medidores sejam calibrados por uma entidade credenciada pela RBC (*Rede Brasileira de Calibração*). O diagrama abaixo mostra os pontos de medição descritos acima.

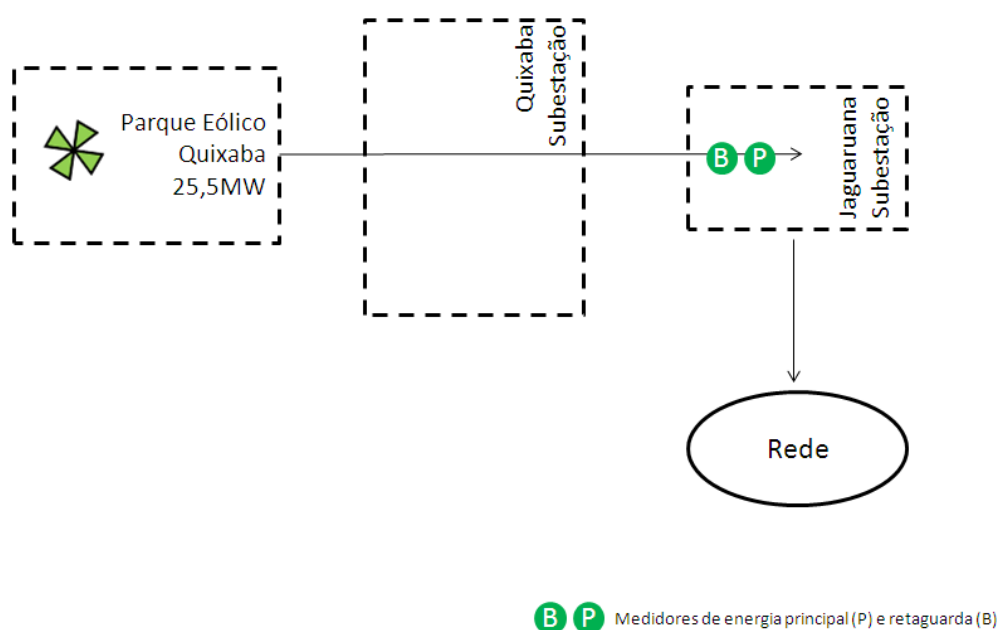


Figura 12 - Diagrama detalhando os pontos de medição do projeto.

Além disso, o pessoal responsável pelo projeto tem um dispositivo de controle interno instalado para os equipamentos que, além de medir a operação das centrais geradoras eólicas, controlam e registram o montante de energia gerado pela central geradora eólica. O nome desse sistema é SCADA; este sistema monitora especificamente a operação das unidades da central geradora eólica, fornecendo

⁵⁴ ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede – Módulo 12: medição para faturamento / Submódulo 12.2: Instalação do sistema de medição para faturamento.** Disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx.

⁵⁵ ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede – Módulo 12: medição para faturamento / Submódulo 12.3: Manutenção do sistema de medição para faturamento.** Disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx.

⁵⁶ As exigências para os medidores, bem como os modelos aprovados pelo ONS, estão disponíveis no website do ONS: http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf.

medições elétricas e mecânicas. Além disso, o sistema inicia, para e reinicia o parque eólico, operando em intervalos de uma hora.

As subestações também são monitoradas pelo sistema SCADA; nesse estágio, ele controla o status dos disjuntores e interruptores. Também realiza medições de tensão, corrente e energia. O SCADA é um sistema que permite o monitoramento e controle das variáveis do processo remotamente, possibilitando a comunicação com os dispositivos em campo (controladores autônomos) e o controle automático do processo usando software especializado.

Em resumo, pelas informações apresentadas acima, conclui-se que toda a eletricidade gerada pelo parque eólico Quixaba é medida por medidores localizados na subestação Jaguaruana. No fim de cada mês, a CCEE disponibiliza um relatório com a eletricidade líquida alimentada pelo parque eólico na rede, que está de acordo com o submódulo 12.6. do ONS. A seguir, o proprietário do projeto compara o relatório obtido usando o sistema SCADA com o relatório da CCEE.

Treinamento de pessoal

Pessoal encarregado da operação e manutenção do parque eólico e do controle e registro dos dados coletados que, por sua vez, envia dados ao gerente da planta que então fornece os dados à pessoa responsável pelo MDL para preparação e cálculo das reduções de emissões.



A equipe de operação e manutenção é treinada para acompanhar e registrar a energia gerada através dos sistemas de medição disponíveis.

Calibração dos equipamentos

De acordo com as normas nacionais do ONS (Submódulo 12.3 “Manutenção do sistema de medição para faturamento”), a calibração deve ser realizada a cada dois anos (máximo) com base nas normas técnicas especificadas na Portaria INMETRO nº 431 de 4 de dezembro de 2007, Anexo C (C5.3 e C5.4).

Esta atividade também está de acordo com a estrutura de normas e regulamentos internacionais, como a IEC 687.

De acordo com a programação de manutenção e calibração definida para o sistema de medição, os serviços de terceiros credenciados, devidamente qualificados, para realizar o trabalho de manutenção e emitir certificados de calibração deverão ser considerados para essa tarefa.

SEÇÃO C Duração e período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade do projeto

C.1.1. Data de início da atividade do projeto

>>

28/10/2010

De acordo com o “Glossário de termos do MDL” (EB66, Anexo 63) a data de início da atividade de projeto do MDL corresponde à “primeira data em que tem início a implementação ou construção ou medida real de uma atividade de projeto do MDL ou PoA”.

A lista cronológica de eventos relacionados à implementação da atividade de projeto do MDL proposta é apresentada na tabela abaixo.

Tabela 11 – Eventos relacionados à implementação da atividade de projeto do MDL proposta

	Eventos e ações	Data
1	Reunião do Conselho	01/12/2009
2	Participação do parque eólico no leilão LER-2009 - EPE.	14/12/2009
3	Carta de considerações anteriores do MDL para a AND e CQNUMC	14/06/2010
4	Assinatura dos CCVEs	28/10/2010
5	Compra de tecnologia (turbinas eólicas)	03/01/2011
6	Contrato de construção	03/01/2011
7	Início das obras civis	01/04/2011
8	Data esperada da operação do projeto proposto.	7/1/2012

Portanto, a data de início identificada da atividade do projeto proposta é 28/10/2010, que representa a data da assinatura dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEs) do parque eólico Aracati, ou melhor, da assinatura do primeiro contrato relevante pelo desenvolvedor do projeto.

Em geral, diversos passos importantes para construir parques eólicos, como o contrato de financiamento, são tomados somente após a assinatura do CCVE. Entretanto, se a empresa decidir não construir a planta após a assinatura do CCVE haverá penalidades relevantes.

Assim, embora este evento não possa ser considerado como o fechamento financeiro nem represente uma despesa significativa relacionada à implementação da planta, o desenvolvedor do projeto estará comprometido com os termos do contrato, considerando que os parques eólicos serão realmente implementados. Portanto, esta deve ser considerada a data de início do projeto.

C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade do projeto

>>

20 anos e 0 mês

C.2. Período de obtenção de créditos da atividade do projeto

C.2.1. Tipo de período de obtenção de créditos

>>

O tipo de período de obtenção de créditos escolhido é o *período de obtenção de créditos renovável*. Este DCP se refere ao primeiro período de obtenção de créditos da atividade de projeto do MDL proposta.

C.2.2. Data de início do período de obtenção de créditos

>>

01/01/2013

C.2.3. Duração do período de obtenção de créditos

>>

7 anos e 0 mês

SEÇÃO D Impactos ambientais

D.1. Análise dos impactos ambientais

>>

A análise dos impactos ambientais para cada parque eólico foi realizada de acordo com as normas nacionais e estaduais, com a Resolução CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) nº 01/86 e com as diretrizes dos Termos de Referência emitidos pela SEMACE (Superintendência Estadual do Meio Ambiente). Essas resoluções e termos de referência estabelecem definições, responsabilidades, critérios básicos e diretrizes para o uso e implementação de estudos de impacto ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) como instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente do Brasil.

Além disso, foi realizada audiência pública no município onde o projeto será desenvolvido. A audiência constitui um instrumento legal para a proteção do meio ambiente e visa assegurar que os atores tomem ciência do projeto proposto; o conteúdo do RIMA (Relatório de Impacto Ambiental) é apresentado ao público e permite a participação efetiva dos atores com críticas e sugestões

As licenças exigidas pelo CONAMA (Resolução nº 237/97⁵⁷) são:

- A licença preliminar (*Licença Prévia* ou LP);
- A licença de construção (*Licença de Instalação* ou LI); e
- A licença de operação (*Licença de Operação* ou LO).

O processo começa com uma análise prévia pelo departamento de meio ambiente local do estudo de impacto ambiental simplificado. O resultado desses estudos é a Licença Prévia (LP), que reflete o entendimento positivo do órgão ambiental local em relação aos conceitos ambientais do projeto.

Para obter a Licença de Instalação (LI), é necessário apresentar (a) informações adicionais relacionadas ao estudo anterior; (b) um novo estudo simplificado; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, de acordo com a decisão do órgão ambiental informada na LP.

A Licença de Operação (LO) é o resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção para verificar se todas as exigências feitas pelo órgão ambiental local foram atendidas.

O Estudo de Impacto Ambiental do projeto proposto foi aprovado pela SEMACE, de forma que o parque eólico já obteve as licenças prévia e de instalação. A licença de instalação nº 63/2011 foi emitida em 30/06/2011 e é válida até 04/10/2012,

O estudo de impacto ambiental do parque eólico apresenta: uma descrição dos fatores biológicos, físicos e econômicos, uma explicação do projeto que será instalado e uma avaliação dos efeitos nos ecossistemas próximos do projeto que a Energimp S.A. irá instalar, com o objetivo de identificar as diferentes formas de interferência, grau de magnitude e duração, e o desenvolvimento das propostas de gerenciamento e mitigação para as principais questões identificadas.

Um resumo dos principais impactos ambientais da atividade do projeto é apresentado abaixo:

Fase de construção

As atividades nesta fase podem produzir os seguintes impactos ambientais:

- Alteração do relevo natural da superfície topográfica: durante a construção das estradas de acesso e da estrutura do parque eólico, serão produzidas alterações morfológicas no relevo

⁵⁷ Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=237>

topográfico, no entanto, o modelo de relevo a ser aplicado no local leva em consideração a compatibilidade do terreno original.

- Liberação de poeira, gases e emissões de ruído causadas por máquinas: a área do trabalho de construção resultará na liberação de poeira durante os estágios de construção e operação. O tráfego de veículos e a operação de equipamentos pesados nas vias de acesso e nas áreas dentro do parque produzirão emissões de ruído, gases de combustão e poeira.
- Impacto na paisagem: os aspectos paisagísticos da área serão afetados por impactos visuais gerados principalmente pela instalação de estruturas durante esta fase, que terá duração média.
- Remoção da cobertura de vegetação, com perda subsequente da fauna e microfauna: o desmatamento nos pontos de localização das torres, no local da usina e nas vias de acesso, a abertura de faixa de estrada com largura de aproximadamente seis metros resultarão em danos diretos à vegetação, na redução do potencial ecológico, com a possível fuga de animais para áreas mais seguras, com uma eliminação esperada de boa parte da microfauna nas áreas afetadas.

Fase de operação

As atividades nesta fase podem produzir os seguintes impactos ambientais:

- Impacto paisagístico na área de influência: o impacto visual das turbinas é subjetiva; turbinas algumas vezes são vistas como símbolos de energia limpa e, na maioria dos casos, encaixam-se perfeitamente na paisagem, embora alguns a considerem intrusivas.
- Emissão de ruído: a fonte de ruído das turbinas eólicas vem de sua ação mecânica e aerodinâmica. A emissão de ruído da operação das turbinas eólicas é relativamente baixa, de pequena escala.
- Risco de acidentes da avifauna: a localização do parque eólico pode afetar negativamente as aves. Quanto mais próximas as turbinas se encontrarem de áreas de alimentação, migração, repouso e nidificação, maior a probabilidade de risco. Estudos constataram que a área do projeto não é uma rota de migração nem um local importante de nidificação para aves.
- Perturbação ambiental: a formação de campos magnéticos perto de linhas de energia e de linhas de transmissão pode causar danos. Esses efeitos foram estimados como sendo de magnitude moderada, mas devem ser monitorados para determinar a magnitude, extensão e importância deles.

A viabilidade ambiental do projeto depende da adoção de medidas de mitigação para compensar e reduzir os impactos antropogênicos na área. Nesse sentido, diversas medidas de mitigação foram propostas para mitigar os impactos ambientais, essas medidas serão aplicadas de acordo com as fases de implementação do projeto.

Ações de mitigação: fase de construção

- A área do projeto é delimitada por uma cerca perimetral de arame. Além disso, a construção de um ponto de controle de segurança para controlar a entrada e saída de veículos e as pessoas durante a execução dos trabalhos;
- Preparação adequada do local para armazenamento de materiais e para construção de peças e equipamentos a serem instalados;
- Uso de caminhão-tanque, para molhar estradas de acesso, áreas de passagem das comunidades do entorno com o objetivo de reduzir a liberação de poeira;
- Orientação dos funcionários sobre a necessidade de manter um bom relacionamento com os moradores locais;

- Estágios da infraestrutura sanitária. Além disso, será desenvolvido um sistema de limpeza eficaz, com tratamento e controle do lixo e outros resíduos ou subprodutos resultantes das atividades do projeto;
- Sempre que possível, serão realizados trabalhos de terraplenagem, de forma a manter o perfil topográfico do terreno original, minimizando inclinações para diminuir a erosão pluvial. O excedente do material da escavação será alocado para setores onde seja necessária uma correção na topografia da área;
- As medidas de mitigação das obras civis são de natureza preventiva, com duração igual à duração da atividade. Durante a construção, os resíduos serão tratados adequadamente e serão despejados em depósitos especiais. As construções terão um sistema adequado de saneamento e o método de disposição de efluentes deverá atender às normas ABNT, considerando as condições geotécnicas do terreno. Haverá remoção adequada de restos de materiais de construção e outros tipos;
- Todo o excedente de materiais e embalagens dos produtos usados durante a construção serão coletados da área e irão para recipientes de coleta seletiva ou aterros sanitários de resíduos no município.

Ações de mitigação: fase de operação

- Serão fornecidos serviços de segurança para evitar vandalismo e monitoramento para evitar possíveis alterações na paisagem, devido à dinâmica dos sedimentos.
- Medidas de controle de ruído: minimizar vibrações na estrutura (p.ex., fixar um motor e outros equipamentos barulhentos), balancear as partes móveis das máquinas e equipamentos para mantê-lo firmes, alinhar rolamentos e eixos, manter uma lubrificação adequada dos equipamentos nos pontos onde possa ocorrer fricção, reduzir o ruído dos equipamentos, usar equipamentos de proteção individual (tampões de ouvido), e realizar exames médicos preventivos regularmente em toda a equipe.
- Cada turbina tem um sensor que registra continuamente a direção e intensidade do vento, esses dados serão disponibilizados para pesquisadores e organizações ambientais.
- A área será marcada com placas indicativas da SEMACE com detalhes sobre a Licença de Operação e outras licenças.

Conclusão

A análise do impacto ambiental indica resultados bem-sucedidos no desenvolvimento do projeto. A atividade do projeto não tem nenhum impacto negativo maior no meio ambiente durante as fases de construção ou operação, e para o que poderia afetar o meio ambiente, o participante do projeto desenvolveu medidas de mitigação e planos para monitoramento do impacto ambiental a fim de assegurar a viabilidade ambiental do projeto.

D.2. Estudo de Impacto Ambiental

>>

Como foi afirmado na seção D.1, a análise do impacto ambiental indica resultados bem-sucedidos no desenvolvimento do projeto. A atividade do projeto não tem nenhum impacto negativo maior no meio ambiente durante as fases de construção ou operação, e para o que poderia afetar o meio ambiente, o participante do projeto desenvolveu medidas de mitigação, e planos para monitoramento do impacto ambiental a fim de assegurar a viabilidade ambiental do projeto.

O Estudo de Impacto Ambiental do projeto proposto foi aprovado pela SEMACE, de forma que o parque eólico obteve a licença de instalação.

SEÇÃO E Consulta pública local**E.1. Solicitação de comentários dos atores locais**

>>

De acordo com a Resolução nº 7/ 2008 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, que altera as Resoluções no. 1, nº 2, nº 3 e nº 4 dessa mesma Comissão, em relação aos convites de comentários enviados pelos proponentes do projeto aos atores envolvidos, interessados e/ou afetados pelas atividades de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, os convites de comentários foram enviados aos seguintes endereços:

Empresa/Instituição	Nome do representante	Localização
Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais - FBMOS	Sr. Ivan Marcelo Neves	Brasília – DF
Ministério Público Federal		Brasília – DF
Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará	Responsável Maria Lúcia Castro Teixeira	Fortaleza – Ceará
Ministério Público do Estado do Ceará		Fortaleza – Ceará
Prefeitura Municipal de Aracati	Prefeito Expedito Ferreira da Costa	Aracati - Ceará
Câmara Municipal de Aracati	Presidente Marta Lúcia dos Santos Bernardes	Aracati - Ceará
Secretaria Municipal de Turismo, Cultura e Meio Ambiente de Aracati	Secretario Francisco José Damasceno	Aracati – Ceará
ONG ISBET - Instituto Brasileiro Pró Educação, Trabalho e Desenvolvimento. Filial Fortaleza	Coordenador Regional do Nordeste Rafael Oliveira	Fortaleza – Ceará

De acordo com a Resolução nº 7/2008, foram enviadas cartas-convite em 1o de julho de 2011, informando o conteúdo completo do documento de concepção do projeto, assim como o Anexo III, relativo à contribuição da atividade do projeto para o desenvolvimento sustentável, em português, que foi disponibilizado no website da empresa.

E.2. Síntese dos comentários recebidos

>>

Houve somente dois comentários, feitos pela ONG ISBET e pelo Ministério Público Federal.

O comentário da ONG ISBET é positivo. O coordenador da região Norte disse que um Programa de Responsabilidade Social Corporativo, para inclusão do trabalho de jovens, seria ideal para o desenvolvimento sustentável da região de Aracati. Além disso, oferece ajuda para desenvolver esse tipo de projeto.

O comentário do Ministério Público Federal é sobre a importância de apresentar o projeto às autoridades locais e também sobre realizar um estudo ambiental da atividade do projeto, incluindo o impacto potencial nas aves.

Portanto, nenhum comentário negativo foi recebido. Serão disponibilizadas cópias dos comentários para a EOD no processo de validação.

E.3. Relatório sobre a consideração dos comentários recebidos

>>

Com relação ao comentário recebido sobre a importância da apresentação do projeto para as autoridades locais e também sobre a realização de um estudo ambiental, como foi mencionado na seção D.1, a análise do impacto ambiental para cada parque eólico foi realizada de acordo com as normas nacionais e estaduais e foi aprovada pela SEMACE, de forma que cada parque eólico obteve sua licença de instalação.

Além disso, a ENERGIMP envia relatórios ambientais à SEMACE mensalmente, nos quais informa sobre as atividades desenvolvidas no projeto.

Nos estudos ambientais, todos os possíveis impactos ambientais são analisados, incluindo o impacto potencial nas aves, incluído neste comentário do ator. Os acidentes com avifauna podem ser gerados por colisões com as estruturas existentes no parque eólico ou pela perturbação causada pela perda do habitat. Os especialistas concordam com o fato de que os impactos induzidos nas aves são, sem exceção, considerados negativos, destacando a colisão direta das aves com turbinas eólicas e eletrocussão causada por linhas de transmissão, e a perturbação gerada em áreas de nidificação, alimentação, migração e repouso. Além disso, deve-se observar que a equipe de especialistas biológicos não encontrou, na área da atividade do projeto, rotas de migração de aves e locais importantes usados para ninhos.

Por outro lado, com relação ao comentário da ONG ISBET, a ENERGIMP tem uma área especial de serviços com pessoal dedicado ao desenvolvimento desses programas, de Responsabilidade Social Corporativa, na região de influência das atividades do projeto. Um exemplo dessas atividades é o programa desenvolvido com a ONG ISBET junto às comunidades de Morgado, Volta do Rio e Majorlândia perto desta atividade de projeto do MDL.

SEÇÃO F Aprovação e autorização

>>

A carta de aprovação do Brasil para a atividade do projeto não estava disponível no momento do envio do DCP para a EOD validadora.

**Apêndice A Informações de contato dos participantes do projeto**

Nome da organização	Energimp S.A.
Endereço/Caixa postal	Samuel Morse, 134 - 13º andar
Edifício	-
Cidade	São Paulo
Estado/Região	São Paulo
CEP	04576-060
País	Brasil
Telefone	+55 11 5502-4421
Fax	+55 11 5502-4806
E-mail	fabio.correia@energimp.com.br
Website	-
Contato	Álvaro Nelson Araujo
Título	Diretor Geral
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Araujo
Nome do meio	Nelson
Nome	Álvaro
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	+55 11 5502-4806
Tel. direto	+55 11 5501-5005
E-Mail pessoal	alvaro.nelson@energimp.com.br



Apêndice B Informações sobre financiamento público

Não existe financiamento público das Partes no Anexo I envolvidas nesta atividade do projeto



Apêndice C Aplicabilidade da metodologia selecionada

Todas as condições de aplicabilidade referentes à metodologia aplicável são discutidas acima na seção B 7.3. Nesse sentido, nenhuma informação adicional precisa ser divulgada e esta seção foi deixada intencionalmente em branco

**Apêndice D Informações adicionais de apoio sobre o cálculo ex-ante das reduções de emissões**

Todas as informações relacionadas ao cálculo ex-ante das reduções de emissões pela atividade de projeto do MDL proposta foram divulgadas acima nas seções B.6.1. e B.6.3. Nesse sentido, nenhuma informação adicional precisa ser apresentada e esta seção foi deixada intencionalmente em branco.



Apêndice E Informações adicionais de apoio sobre o plano de monitoramento

Todas as informações relativas ao plano de monitoramento da atividade de projeto do MDL proposta são apresentadas acima na seção B 7.3. Nesse sentido, nenhuma informação adicional precisa ser divulgada e esta seção foi deixada intencionalmente em branco.



Apêndice F Síntese das alterações após o registro

Não se aplica. Esta seção foi deixada intencionalmente em branco.

- - - - -



Histórico do documento

Versão	Data	Natureza da revisão
04.1	11 de abril de 2012	Revisão editorial para alterar a linha 2 da versão 02 na caixa de histórico de Anexo 06 para Anexo 06b.
04.0	EB 66 13 de março de 2012	Revisão necessária para assegurar consistência com as “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto do MDL” (EB 66, Anexo 8).
03	EB 25, Anexo 15 26 de julho de 2006	
02	EB 14, Anexo 06b 14 de junho de 2004	
01	EB 05, Parágrafo 12 03 de agosto de 2002	Adoção inicial.
Classe de decisão: Reguladora Tipo de documento: Formulário Função de negócio: Registro		