



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP)
Versão 03 - em vigor desde: 28 de julho de 2006**

CONTEÚDO

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

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade do projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

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

Título da atividade do projeto: *Parques Eólicos da Renova 2010*.

Número da versão do documento: 03

Data (DD/MM/AAAA): 23/03/2012

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O principal objetivo da Atividade de Projeto do MDL dos *Parques Eólicos da Renova 2010* é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação do consumo de energia renovável do Brasil (e da região da América Latina e Caribe).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu compromisso em atingir uma meta de 10% de energia renovável para o uso total de energia na região. Por meio de iniciativa dos Ministros do Meio Ambiente em 2002 (UNEP-LAC, 2002)¹, uma reunião preliminar da Cúpula Mundial sobre o Desenvolvimento Sustentável (WSSD) realizada em Joanesburgo em 2002. No Plano final de Implementação do WSSD, metas específicas ou prazos não foram determinados, entretanto, sua importância foi reconhecida para atingir a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio².

O processo de privatização, no setor de geração de eletricidade, iniciado em 1995, chegou com a expectativa de tarifas adequadas (menos subsídios) e preços mais atraentes para as geradoras. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade centralmente planejado. Infelizmente, faltava ao mercado brasileiro de energia um plano de expansão consistente, com os maiores problemas sendo as incertezas políticas e regulatórias. No final dos anos 90, um forte aumento na demanda, em contraste com um aumento inferior à média na capacidade instalada causou racionamento/crise no fornecimento a partir de 2001/2002. Uma das soluções oferecidas pelo governo foi uma legislação flexível favorecendo os produtores de energia independente de menor porte. Além disso, a possível elegibilidade segundo o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto chamou a atenção dos investidores com relação a projetos de energia renovável. Nesse contexto, a atividade do projeto proposta pode ser vista como exemplo de uma

¹ UNEP-LAC (2002). Relatório Final da 7ª Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).

² Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): "Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, incluindo a hidrelétrica, e sua transferência para os países em desenvolvimento na forma de concessão conforme acordo mútuo. Adotando um senso de urgência, aumentar de forma substancial a proporção global de fontes de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição em relação ao total da energia fornecida, reconhecendo o papel das metas nacionais e regionais voluntárias, bem como as iniciativas, onde existirem, e assegurando-se de que as políticas energéticas ofereçam apoio aos esforços dos países em desenvolvimento no sentido de erradicar a pobreza, e periodicamente avaliar os dados disponíveis de modo a analisar o progresso para tal fim."



solução do setor privado para a crise de eletricidade brasileira de 2001, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país.

A atividade do projeto proposta engloba seis centrais geradoras eólicas: Central Geradora Eólica *Da Prata*, Central Geradora Eólica *Dos Araçás*, Central Geradora Eólica *Morrão*, Central Geradora Eólica *Seraíma*, Central Geradora Eólica *Tanque* e Central Geradora Eólica *Ventos do Nordeste*. Estas plantas consistem em uma capacidade total instalada de 162 MW e são descritas em detalhes na seção A.4.3. Espera-se que as plantas iniciem a operação em setembro de 2013 e elas estão localizadas nos municípios de Igaporã, Pindaí, Guanambi e Caetitê, no Estado da Bahia, na região nordeste do Brasil.

Os Parques Eólicos são uma fonte mais limpa de eletricidade que também proporcionarão uma contribuição importante para a sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam na ausência do projeto. Não há geração de eletricidade nos locais onde os parques eólicos serão implementados. Neste sentido, o cenário da linha de base é o mesmo que o cenário existente antes da implementação da atividade do projeto, que é eletricidade fornecida pela rede (para obter mais detalhes sobre como o cenário da linha de base foi identificado, consulte a seção B.4). Portanto, a atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEE) ao evitar a geração de eletricidade a partir de uma mistura de fontes de combustível fóssil interligadas à rede brasileira, que seriam geradas (e emitidas) na ausência do projeto.

Sociedades de Propósitos Específicos (SPEs) serão constituídas especificamente para construir e operar as centrais geradoras eólicas propostas. A principal acionista dessas SPEs é a *Renova Energia S/A*, uma empresa que atua no mercado de geração de eletricidade através de fontes renováveis alternativas como pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e energia eólica. O grupo *Renova* foi criado em 2001 e atualmente é reconhecido como uma referência sólida no setor de energia limpa. Ele já tem três PCHs em operação – o Complexo Hidrelétrico de Serra da Prata, no estado da Bahia, que totaliza 41,8 MW – e 20 parques eólicos no estado da Bahia, totalizando 456 MW em implementação. Além disso, a empresa tem um excelente portfólio de fontes alternativas renováveis distribuídas nos estados da Bahia, Minas Gerais, Mato Grosso, Maranhão, Goiás, Tocantins e Paraná.

Entre os sócios da *Renova* estão o Fundo *InfraBrasil* e o FIP *Caixa Ambiental*, os dois fundos gerenciados independentemente pelo Banco Santander, em conjunto com dois jovens empresários, especialistas no setor de energia alternativa e fundadores da empresa (Ricardo Delneri e Renato Amaral). O Fundo *InfraBrasil* e o FIP *Caixa Ambiental*, que têm como acionistas importantes fundos de pensão e instituições financeiras brasileiras, são signatários dos Princípios do Equador, que exigem diversas verificações e obrigações para a concessão de financiamento para projetos com impacto ambiental. Isso reforça o compromisso da *Renova* com as melhores práticas de governança corporativa, sustentabilidade e preservação ambiental.

O projeto contribui para o desenvolvimento sustentável, pois atende às necessidades do presente sem comprometer a capacidade das futuras gerações de atenderem às suas próprias necessidades, como definido pela Comissão Brundtland (1987)³. Em outras palavras, a implementação de centrais elétricas eólicas assegura a geração de energia renovável, reduz a demanda no sistema elétrico nacional, evita os impactos ambientais e

³ **WCED [CMMAD] (1987)**. Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.



sociais negativos causados por centrais termelétricas alimentadas com combustível fóssil e impulsiona as economias regionais, aumentando a qualidade de vida nas comunidades locais.

Em resumo, a atividade do projeto proposta contribuirá para o desenvolvimento sustentável nos seguintes aspectos:

- Redução dos poluentes do ar que são emitidos a partir da geração de eletricidade por combustível fóssil das centrais elétricas interligadas à rede brasileira;
- Criando oportunidades de trabalho durante a construção, operação e manutenção do projeto, melhorando as capacidades relacionadas a parques eólicos no Brasil através de tecnologia avançada transferida dos países desenvolvidos;
- Geração eficiente de eletricidade, para a qual existe uma demanda crescente no país;
- Contribuição para o desenvolvimento econômico nacional, com a adição de um Produtor Independente de Energia, resultando em diversificação da energia e na criação de fontes de energia renovável adicionais;

Pelo citado acima, é possível concluir que o projeto reduzirá os impactos ambientais e irá desenvolver a economia regional, resultando em melhor qualidade de vida. Isso é, a sustentabilidade ambiental associada à justiça social e econômica, contribuindo inegavelmente para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião.

A.3. Participantes do projeto:

Tabela 1 - Parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participante(s) do projeto (*) (conforme o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Renova Energia S.A. (entidade privada)	não
	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (entidade privada)	

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de divulgar o MDL - DCP, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

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

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

A.4.1. Local da atividade do projeto:

**A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

Brasil

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

Bahia

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

Municípios de Igaporã, Pindaí, Guanambi e Caetité

A.4.1.4. Detalhe da localização física, inclusive informações que possibilitem a identificação inequívoca desta atividade do projeto (máximo de uma página):

As coordenadas geográficas do local são apresentadas na tabela abaixo.

<i>Central Geradora Eolielétrica</i>	<i>Coordenadas geográficas⁴</i>	
<i>Da Prata</i>	<i>Longitude (Oeste)</i>	42°38'23''
	<i>Latitude (Sul)</i>	13°57'54''
<i>Dos Araçás</i>	<i>Longitude (Oeste)</i>	42°34'51''
	<i>Latitude (Sul)</i>	14°27'21''
<i>Morrão</i>	<i>Longitude (Oeste)</i>	42°42'21''
	<i>Latitude (Sul)</i>	14°8'4''
<i>Seraíma</i>	<i>Longitude (Oeste)</i>	42°36'48''
	<i>Latitude (Sul)</i>	14°05'9''
<i>Tanque</i>	<i>Longitude (Oeste)</i>	42°36'49''
	<i>Latitude (Sul)</i>	14°7'5''
<i>Ventos do Nordeste</i>	<i>Longitude (Oeste)</i>	42°35'20''
	<i>Latitude (Sul)</i>	14°30'57''

⁴ As coordenadas geográficas dos parques eólicos foram obtidas da certificação eólica otimizada conduzida pela GL Garrad Hassan. A informação corresponde ao local da primeira turbina eólica de cada parque. Os documentos foram fornecidos pela EOD.

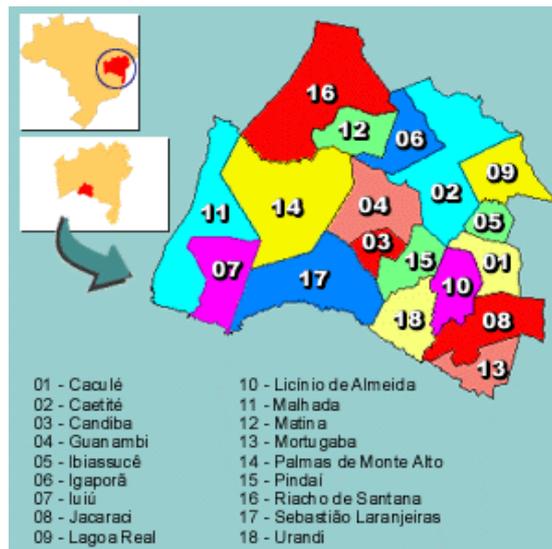


Figura 1 – Estado da Bahia (canto superior direito) e municípios onde estão localizados os parques eólicos (representados pelos números 2, 4, 6 e 15)⁵

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

Escopo setorial: 1 - Setores de energia (fontes renováveis / não-renováveis).

Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma rede.

A.4.3. Tecnologia a ser empregada pela atividade do projeto:

A atividade do projeto proposta consiste em seis centrais geradoras eolielétricas em um local onde não havia geração de eletricidade antes de sua implementação. Neste sentido, o cenário da linha de base é o mesmo que o cenário existente antes da implementação da atividade do projeto, que é a eletricidade fornecida pela rede. Para obter mais detalhes sobre como o cenário da linha de base foi identificado, consulte a seção B.4.

Como descrito acima na seção A.2., a atividade do projeto proposta reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEE), *i.e.* CO₂, ao deslocar a geração de eletricidade da mistura de fontes de combustível fóssil interligadas à rede brasileira, que seriam geradas (e emitidas) em sua ausência.

A utilização de energia eólica requer a instalação de um dispositivo que converta parte da energia cinética na atmosfera em energia mecânica útil⁶. Uma turbina eólica é um dispositivo de extração de energia cinética do vento⁷. As turbinas eólicas geram eletricidade e alimentam-na diretamente para a rede. Elas têm normalmente duas ou três pás de rotor, um eixo horizontal, uma nacelle com um cubo do rotor, engrenagens e um gerador, todos eles podem ser direcionados ou não para o vento. O rotor fica posicionado na frente da torre na direção

⁵ Fonte: <http://www.citybrazil.com.br/ba/caetite/11.php?micro=26>. Acessado em 18 de abril de 2011.

⁶ SØRENSEN, B. **Renewable Energy [Energia Renovável]**. Academic Press, 2004 - 3ª edição, 928 p. Parcialmente disponível em <<http://books.google.com.br/books?id=Y17FoN2VUEwC&printsec=frontcover#v=onepage&q&f=false>> Acessado em 25 de abril de 2011.

⁷ BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook [Manual de Energia Eólica]**, Wiley: 2001, 642 p. Parcialmente disponível em <http://books.google.com.br/books?id=4UYm893y-34C&printsec=frontcover&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false>. Acessado em 25 de abril de 2011.

em que o vento sopra (sota-vento ou barlavento)⁸. A figura a seguir apresenta os componentes básicos de uma turbina eólica moderna.



1. Fundação: ancora a turbina no solo e assegura sua estabilidade. Em geral, é feita de concreto ou aço.
2. Torre: sua altura varia em função da potência nominal da turbina e do diâmetro do seu rotor.
3. Nacele: este componente segura as máquinas da turbina.
4. Pá do rotor: o rotor junto com as pás do rotor são os equipamentos que convertem efetivamente energia eólica em movimento mecânico rotativo
5. Cubo: O cubo é o centro do rotor ao qual as pás do rotor estão conectadas.
6. Transformador (não faz parte da Turbina Eólica)

Figura 2 – Vista esquemática dos componentes de uma turbina eólica. (Fonte: WWEA, 2006⁸).

A atividade do projeto consiste na construção de seis centrais geradoras eolielétricas resultando em 162 MW de capacidade total instalada. As turbinas a serem utilizadas pelas plantas são as Turbinas Eólicas GE 1.6XLE, todas fabricadas pela General Electric. As características técnicas desse modelo de turbina estão descritas na Tabela 2 a seguir.

Há um número diferente de unidades a instalar em cada uma das plantas consideradas nesta atividade de projeto do MDL. Nas Centrais Geradoras Eolielétricas Da Prata e Ventos do Nordeste, haverá 14 unidades em cada local, totalizando 22,4 MW de capacidade instalada cada uma; nas centrais geradoras eolielétricas Dos Araçás, Morrão e Seraíma, haverá 19 unidades em cada local, totalizando 30 MW de capacidade instalada cada uma⁹; e na Central Geradora Eolielétrica do Tanque, 17 unidades serão instaladas no local, totalizando 27,2 MW de capacidade instalada.

Tabela 2 - Descrição técnica dos equipamentos do projeto¹⁰.

Turbinas	
<i>Modelo</i>	Série de Turbinas Eólicas 1.6 XLE
<i>Potência nominal (MW)</i>	1,6
<i>Fabricante</i>	GE do Brasil Ltda.

⁸ WWEA – World Wind Energy Association [Associação Mundial de Energia Eólica]. **Wind Energy: Technology and Planning [Energia Eólica: Tecnologia e Planejamento]**. 2006. disponível em <<http://www.windea.org/technology/intro/estructura-en.htm>>. Acessado em 25 de abril de 2011.

⁹ A capacidade instalada das Centrais Geradoras Eolielétricas Dos Araçás, Morrão e Seraíma, considerando 19 turbinas de 1,6 MW que serão instaladas em cada local, é de 30,4 MW. No entanto, a capacidade instalada dessas plantas foi limitada a 30 MW. As turbinas que terão capacidade limitada estão destacadas na certificação eólica.

¹⁰ As informações sobre a turbina estão disponíveis com os Participantes do Projeto e no website da GE: <http://www.geenergyfinancialservices.com/press_room/publications/GEA14954C15-MW-Broch.pdf>



<i>Velocidade de partida (m/s)</i>	3.5
<i>Velocidade de desligamento (m/s)</i>	25

A tecnologia e equipamento descritos acima já são estabelecidos no setor e foram utilizados com sucesso. Desta forma, não se espera nenhum efeito adverso à saúde humana, assim como ao meio ambiente decorrentes de sua instalação.

Alguns componentes das turbinas eólicas, como pás, são construídos localmente. Portanto, embora eles contribuam parcialmente para a implementação do projeto, pode-se dizer que a expansão da geração de eletricidade por centrais geradoras eolielétricas favorece a indústria local e contribui para a transferência de tecnologia ao país anfitrião.

A.4.4. Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:

A implementação completa da atividade do projeto proposta irá gerar as reduções anuais estimadas da Tabela 3 abaixo.

Tabela 3 – Estimativa de Reduções de Emissões do Projeto

Anos*	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO₂e
Ano 1	166.924
Ano 2	166.924
Ano 3	166.924
Ano 4	166.924
Ano 5	166.924
Ano 6	166.924
Ano 7	166.924
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	1.168.468
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de obtenção de créditos de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	166.924

**De 1º de setembro em determinado ano a 31 de agosto do ano seguinte*

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Este projeto não recebe qualquer financiamento público e não é um desvio da AOD.

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

ACM0002 - “*Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis*” (versão 12.3.0).

- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 2.2.1);
- Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (versão 6.0.0);
- Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis (versão 2);
- Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade (versão 4.0.0).

A ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade e a Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis não são aplicáveis à atividade do projeto e, portanto, não são usadas.

B.2. Justificativa da escolha da metodologia e da razão pela qual ela se aplica à atividade do projeto:

As condições de aplicabilidade da ACM0002 são todas atendidas pela atividade do projeto proposta como detalhado adicionalmente abaixo.

De acordo com essa metodologia, ela é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável interligada à rede que (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma planta de energia renovável era operada antes da implementação da atividade de (planta totalmente nova); (b) envolvem um acréscimo de capacidade; (c) envolvem retrofitting de planta(s) existente(s); ou (d) envolvem uma substituição da(s) planta(s) existente(s).

As plantas consideradas nesta atividade de projeto são plantas totalmente novas correspondentes à opção (a).

A metodologia também fornece as seguintes condições:

- 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: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d’água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica, unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas ou unidade/central de energia de marés;

A atividade do projeto proposta é a instalação de seis novas centrais geradoras eolielétricas.

- No caso de adições de capacidade, retrofits ou substituições (exceto para projetos de adição de capacidade para os quais a geração de eletricidade de central(is) elétrica(s) existente(e) não é afetada):



a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissões da linha de base, e não houve adição da capacidade ou modernização da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto;

Não se aplica. A atividade do projeto proposta não corresponde a uma adição de capacidade, modernização ou substituição.

– *No caso de centrais hidrelétricas:*

▪ *Pelo menos uma das seguintes condições deve se aplicar:*

- *A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, sem qualquer alteração no volume de nenhum dos reservatórios; ou*
- *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 do que 4 W/m² após a implementação da atividade do projeto; ou*
- *Os resultados da atividade do projeto 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 do que 4 W/m² após a implementação da atividade do projeto.*

No caso de centrais hidrelétricas usando os reservatórios múltiplos onde a densidade de potência de qualquer um dos reservatórios for menor que 4 W/m² após a implementação da atividade do projeto todas as seguintes condições devem ser aplicadas:

- *A densidade de potência calculada para a atividade do projeto completa usando a equação 5 é maior que 4 W/m²;*
- *Todos os reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas estão localizados 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 qualquer 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 4W/m², é menor que 15MW;*
- *A capacidade instalada total 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.*

Não se aplica. A atividade do projeto proposta não corresponde a uma central hidrelétrica.

Por fim, a metodologia tem as seguintes restrições – *ou seja*, as atividades do projeto não podem ser aplicáveis nos seguintes casos:



- *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;*
- *Centrais hidrelétricas que resultam em um novo reservatório único ou no aumento de um reservatório único existente em que a densidade de potência do reservatório é menor do que 4 W/m².*

O projeto ainda é aplicável para uso da ACM0002, pois ele não corresponde a nenhuma das restrições listadas acima. Além das condições de aplicabilidade da metodologia ACM0002, as condições de aplicabilidade das ferramentas usadas também devem ser avaliadas.

Para estimar as emissões da linha de base que ocorrem após a implementação da atividade do projeto proposta é usada a “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”. Essa ferramenta fornece os passos necessários para estimar o fator de emissão de CO₂, que consiste em uma “*margem combinada*”, para o deslocamento da eletricidade gerada pelas plantas interligadas a uma rede elétrica.

Como descrito em mais detalhes a seguir na seção B.6.1, as centrais elétricas fora da rede não são consideradas. Portanto, as exigências do Anexo 2 da ferramenta, referentes às condições de aplicabilidade que devem ser atendidas quando esse tipo de planta é considerado, não se aplicam. Além disso, o Sistema Elétrico Brasileiro não está nem parcialmente nem totalmente localizado em qualquer país do Anexo I.

Nesse sentido, concluiu-se que não existem condições de aplicabilidade que evitem o uso dessa ferramenta para estimar o fator de emissão de CO₂ do Sistema Elétrico Brasileiro no contexto da atividade do projeto proposta.

B.3. Descrição das fontes e dos gases abrangidos pelo limite do projeto

De acordo com a ACM0002, *a extensão espacial do limite do projeto inclui a central elétrica do projeto e todas as centrais elétricas interligadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a central elétrica do projeto de MDL está conectada.*

Em 26 de maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada brasileira publicou a Resolução nº 8¹¹ que define a Rede Interligada Nacional como um sistema único que cobre todas as cinco regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul Sudeste e Centro-Oeste).

A imagem abaixo é uma representação do limite do projeto.

¹¹ Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf.

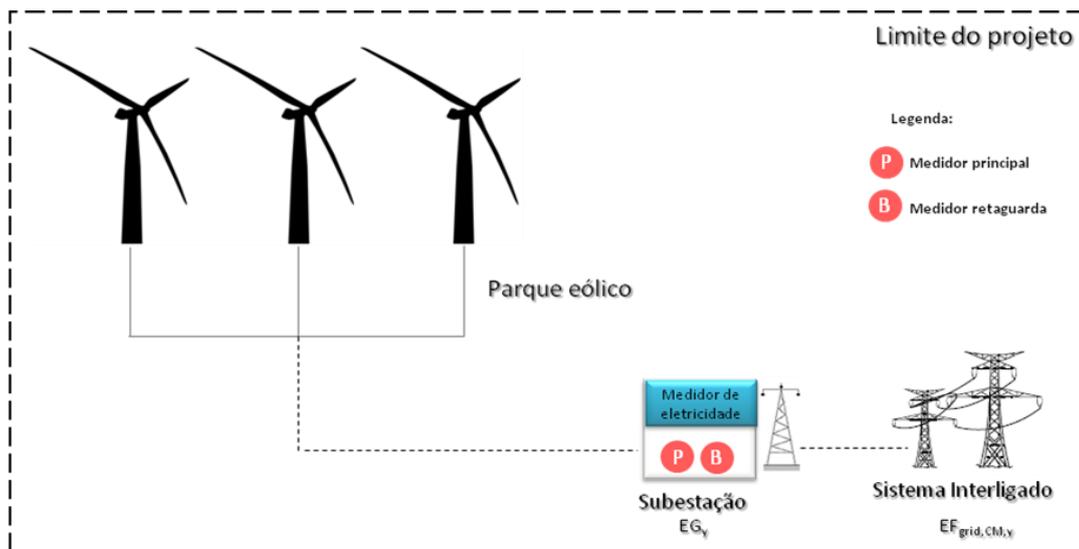


Figura 3 - Limite do projeto

As fontes de gases de efeito estufa e emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto são mostradas na tabela a seguir.

Tabela 4 - Fontes de emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluído(a) ?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ decorrentes 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.
Atividade do Projeto	Para centrais elétricas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	Não se aplica.		
	Emissões de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais elétricas geotérmicas	Não se aplica.		
	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	Não se aplica.		

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

A atividade do projeto é a instalação de seis novas centrais elétricas renováveis interligadas à rede. Portanto, de acordo com a ACM0002, o cenário da linha de base é o seguinte:



“A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto seria, de outra forma, gerada pela operação das centrais interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), como descrito na Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):

A data de início identificada da atividade do projeto proposta é 26 de agosto de 2010, que representa a data em que o Memorando de Entendimento assinado entre o desenvolvedor do projeto e o fornecedor de equipamentos entrou em vigor, representando o primeiro compromisso relevante para a implementação do projeto. Para obter detalhes sobre como a data de início do projeto foi identificada consulte a Seção C.1.1.

De acordo com as “Diretrizes para demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL” (Anexo 13, CE 62), para atividades de projeto com uma data de início em ou após 02 de agosto de 2008, os Participantes do Projeto deverão notificar a AND do país anfitrião e o secretariado da UNFCCC sobre sua intenção de buscar o status de MDL.

Os Participantes do Projeto encaminharam o Formulário Consideração Anterior do MDL (F-CDM-Prior consideration) para a Autoridade Nacional Designada brasileira e para a Secretaria da UNFCCC¹². O formulário assim como a confirmação estão disponíveis mediante solicitação e foram apresentados à EOD que valida o projeto.

A adicionalidade da atividade do projeto proposta será avaliada e demonstrada através da aplicação da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”. Essa ferramenta fornece 4 passos para determinar se a atividade do projeto é adicional ou não, que estão mais detalhados a seguir.

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:

Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. é a empresa consultora do MDL e não investe em construção e operação de Centrais Geradoras Eolielétricas. E também, *a Renova Energia S.A.* concentra-se no desenvolvimento de projetos de geração de energia utilizando fontes alternativas. Como descrito acima na seção A.2., o portfólio da empresa é composto principalmente por pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras eolielétricas. Além disso, o único recurso possível para ser usado para a geração de energia no local onde as plantas estarão localizadas é o vento. Portanto, com base na natureza dessas duas empresas participantes do projeto e as fontes de energia disponíveis no local onde as plantas serão implementadas, as únicas alternativas realistas à atividade do projeto identificadas são:

Cenário 1: continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida pela Rede Interligada Nacional .



Cenário 2: A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL.

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias:

Os dois cenários alternativos identificados acima estão em conformidade com todas as normas, de acordo com as seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos da Bahia (INEMA) e o Conselho Executivo do MDL.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 2

Passo 2. Análise de investimentos

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado:

A adicionalidade é demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento (opção III). As opções I e II não se aplicam à atividade do projeto proposta considerando o seguinte:

Opção I – tanto a atividade de projeto do MDL como as alternativas identificadas no Passo 1 geram benefícios financeiros e econômicos além da receita relacionada ao MDL.

Opção II – a implementação de outros tipos de projeto de geração de energia renovável - *ou seja*, projetos de co-geração ou de pequena central hidrelétrica - não são alternativas possíveis no local onde o projeto está planejado.

Além disso, de acordo com o parágrafo 19, Anexo 5, EB62, a análise de benchmark é o método mais adequado para demonstrar a adicionalidade da Atividade de Projeto do MDL proposta, pois a alternativa à implementação da central geradora eolielétrica é o fornecimento de eletricidade da rede.

Subpasso 2b – Opção III - análise de benchmark

O indicador financeiro identificado para a atividade do projeto é a Taxa Interna de Retorno do Capital Próprio (TIR do Capital Próprio) calculada no fluxo de caixa do projeto. A TIR do Capital Próprio apresentada aqui é comparada ao benchmark adequado do setor elétrico, que é o Custo do Capital Próprio (*Ke*) (de acordo com o parágrafo 12, Anexo 5, EB62). Os dois indicadores foram calculados em termos reais.

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, após o proponente do projeto obter tal autorização, o projeto pode ser vendido a outro desenvolvedor. Portanto, o uso de um benchmark setorial é aplicável de acordo com a orientação fornecida no parágrafo 13, Anexo 5, CE 62.

¹² O Formulário Consideração Prévia do MDL foi enviado à UNFCCC em 26 de janeiro de 2011 (cinco meses depois da data de início do projeto). Consulte <http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html>.



Finalmente, o custo de capital próprio foi calculado para 2010 – *ou seja*, quando o acordo para o fornecimento dos equipamentos entrou em vigor, representando o primeiro compromisso significativo em direção à implementação do projeto.

Subpasso 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Custo do capital próprio (Ke)

O Modelo de Determinação do Preço dos Ativos Fixos é um dos modelos mais amplamente aceitos, usado para determinar a taxa de retorno necessária sobre o capital próprio. De acordo com a opção b) fornecida no parágrafo 15 do Anexo 5, EB62, ela foi estimada usando as melhores práticas financeiras. O CAPM calcula um risco não diversificável de ativos recém-introduzidos. O CAPM leva em consideração a sensibilidade dos ativos em relação ao risco não diversificável, referenciado como beta (β). Também está incorporado ao modelo o prêmio de mercado, que pode ser acompanhado usando os dados históricos do mercado de capital próprio local ou pertinente.

Os Parques Eólicos da Renova 2010 são um fluxo de caixa após o imposto. Sendo assim, ele precisa ser comparado com um benchmark setorial após o imposto. 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 de custo do capital próprio, o imposto marginal, que é levado em consideração ao re-alavancar o beta do setor, é zero. Sendo assim, a taxa de imposto não influencia a realavancagem do beta, da seguinte forma:

$$\text{Beta realavancado} = \text{Beta desalavancado} * (1 + (1 - (\text{taxa de imposto})) * (Wd/We))$$

Pelo citado acima, uma vez que o imposto marginal é 0 (zero) (aplicável para o esquema de lucro presumido), a taxa após o imposto é igual à taxa antes do imposto. Sendo assim, o custo do capital próprio após o imposto é comparado com o fluxo de caixa após o imposto, como recomendado no parágrafo 11 do Anexo 5, EB62.

A taxa que deve ser cobrada para o componente do capital próprio de um projeto é calculada através da fórmula: $Ke = [(1+Rf)/(1+\pi)-1] + \beta * Rm + Rc$ onde Ke representa a taxa de retorno sugerida para investimentos de capital próprio. Rf é a taxa livre de riscos e beta, ou β , é a sensibilidade média de empresas comparáveis nesse setor em relação aos movimentos no mercado subjacente.

Rm representa o prêmio do mercado, ou o retorno mais alto, esperado pelos participantes do mercado devido aos spreads históricos alcançados a partir de investimentos em capital próprio versus ativos livres de risco, como títulos do tesouro dos EUA.

A taxa livre de riscos usada para cálculo do Ke foi obtida com base no título do tesouro dos EUA, que são títulos de longo prazo, de um mercado maduro. Com base nesta taxa, o risco país brasileiro (Rc) foi considerado e resultou na taxa livre de riscos aplicada ao cálculo.

β deriva da correlação entre os retornos das empresas dos EUA no setor e o desempenho dos retornos no 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.



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.



Tabela 5 – Cálculo do custo do capital próprio (Ke)

Custo do capital próprio (Ke) – CAPM	
(Rf) Taxa livre de riscos ¹³	3,25%
(π) Inflação esperada dos EUA ¹⁴	1,39%
(Rm) Prêmio de risco do capital próprio ¹⁵	6,58%
(Rc) Estimativa do prêmio pelo risco país ¹⁶	2,85%
(β) Beta do setor ajustado ¹⁷	2,11%

Inserindo esses números apresentados na Tabela 5 acima na fórmula de Ke , obtemos:

$$Ke = 18,54\%$$

Todas as hipóteses feitas e todos os dados usados para estimar o benchmark foram apresentados à EOD. A planilha usada para o cálculo do Ke está disponível com os Participantes do Projeto e foi também fornecida à EOD. Para obter a referência completa dos dados usados para estimar o benchmark consulte essa planilha, que também está anexada como um apêndice a este DCP.

Indicador financeiro, Taxa interna de retorno (TIR do Capital Próprio)

Conforme mencionado acima, o indicador financeiro identificado para a Atividade do Projeto é a Taxa Interna de Retorno do Capital Próprio (TIR - Capital Próprio) do projeto. Alinhada com a orientação do parágrafo 3, Anexo 5, EB62, o *fluxo de caixa dos Parques Eólicos da Renova 2010* foi calculado considerando uma vida útil esperada de 20 anos (termos do CCVE, assim como vida útil esperada das plantas).

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 nos Brasil”¹⁸). 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.

As entidades corporativas são elegíveis para aplicar o Lucro Presumido se suas receitas forem inferiores a R\$ 48 milhões por ano (Artigo 13, Lei núm. 9.718/1998)¹⁹.

¹³ Valor da taxa livre de riscos (Rendimento do Tesouro dos EUA em 30 anos) do Yahoo Finance disponível em: <<http://finance.yahoo.com/q/hp?s=%5ETNX>>.

¹⁴ A inflação esperada dos EUA foi determinada subtraindo do título do tesouro dos EUA de 10 anos (do Yahoo Finance) os TIPS (Treasury Inflation Protected Securities, Títulos do Tesouro Protegidos contra a Inflação) dos EUA de 10 anos, obtidos das informações disponíveis do Federal Reserve dos EUA em: <<http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm>>.

¹⁵ Rendimento do S&P 500 versus Rendimento dos títulos do Tesouro dos EUA de 10 anos do website de Damodaran <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>

¹⁶ EMBI+Brasil da JP Morgan disponível em http://www.cbonds.info/all/eng/index/index_detail/group_id/1/

¹⁷ Beta médio ponderado do mercado das empresas de energia elétrica dos EUA, realavancado para a alavancagem brasileira do website de Damodaran <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>

¹⁸ 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

¹⁹ Disponível para o público em português em <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/Ant2001/lei971898.htm>.



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)²⁰.

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. Não obstante, embora a depreciação não influencie no resultado final, ela foi considerada na planilha (parágrafos 4 e 5 do Anexo 5, EB62) uma vez que ela é utilizada para determinar o valor justo.

Deve observa-se que, no cálculo do fluxo de caixa atual, as receitas derivadas da venda da eletricidade gerada por todas as plantas é somada, representando a receita total do projeto. Todavia, Sociedades de Propósitos Específicos (SPEs) serão constituídas para cada uma das centrais geradoras eólicas. Nesse sentido, embora as receitas totais ultrapassem o limite de 48 milhões para aplicação do sistema de lucro presumido, este sistema ainda é aplicável, pois o limite de cada SPE não é excedido. A estrutura de impostos é apoiada pelo Artigo 16 da Instrução Normativa nº 480 emitida pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, de 15 de dezembro de 2004²¹, que permite que as empresas paguem os impostos proporcionalmente a suas participações.

O resultado é que a TIR do Capital Próprio do projeto é 10,76%. O indicador financeiro foi calculado considerando a implementação de todos os parques eólicos simultaneamente. Isso é justificado porque as hipóteses feitas na análise de investimentos seriam válidas somente se todos os parques eólicos fossem implementados.

A tabela apresentada abaixo fornece um resumo de alguns valores de entrada, assim como uma breve justificativa do seu uso. Foram fornecidos à EOD documentos que evidenciam todos os valores de entrada mencionados abaixo que foram usados para estimar a TIR do Capital Próprio. Além disso, a planilha de cálculo da TIR do Capital Próprio também está anexada a este DCP.

Tabela 6 – Entradas para o cálculo da TIR.

Parâmetro	Valor usado	Justificativa/fonte das informações usadas
<i>Capacidade instalada (MW)</i>	158,4	Esta informação corresponde à capacidade instalada total das plantas, como apresentada na concepção preliminar dos parques eólicos. Os estudos preliminares de certificação eólica foram conduzidos pela GL Garrad Hassam e utilizados como base para a decisão de investimento.
<i>Fator de Carga da Planta – FCP (média de todos os parques eólicos)</i>	53,74%	Este valor é o fator de carga da planta médio ponderado da concepção preliminar do projeto, considerando as perdas devido à disponibilidade (informada pelo fabricante no Memorando de Entendimento),

²⁰ Disponível para o público em português em <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/L2Parte3.htm>.

²¹ Disponível para o público em português em <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2004/in4802004.htm>



		<p>eficiência elétrica e consumo interno das plantas (com base nas certificações anteriores obtidas pelos PPs para outras plantas) e perdas de transmissão equivalentes a 2,5%. Conforme o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE), a eletricidade será negociada no Centro de Gravidade do Sistema Interligado Nacional. As perdas na transmissão podem ser confirmadas usando o relatório publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, disponível em http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Relatorios_Publico/Anual/relatorio_anual_2009_2.pdf.</p> <p>A receita total do projeto é determinada considerando uma receita fixa da energia negociada durante o leilão e uma receita variável, correspondente ao excedente de eletricidade gerada pelas plantas em determinado ano.</p> <p>As rendas fixas do projeto ao longo do período de avaliação são determinadas considerando a cota de energia comercializada no leilão (78 MW), dividida pela configuração dos parques eólicos em consideração (158,4 MW). Isso gera um resultado de 49,24%.</p> <p>De acordo com as regras do CCVE, os desenvolvedores do projeto têm que vender toda a eletricidade gerada pelas plantas de acordo com o mercado regulado, independentemente do total de eletricidade efetivamente gerada pela planta. O excedente é computado como uma receita variável, seguindo algumas normas específicas, detalhadas a seguir:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Anualmente, as receitas correspondentes à geração de eletricidade que excedem 30% da quantia negociada no leilão (101,4 MW) são pagas no ano seguinte, considerando 70% da mesma tarifa obtida no leilão;2. As receitas associadas à eletricidade gerada que correspondem ao excedente da energia negociada (78 MW) até 30% do limite (101,4 MW) são pagas a cada quatro anos, considerando a mesma tarifa obtida durante o leilão. Esta receita variável é paga mensalmente em 24 prestações. <p>O cálculo da receita variável é feito considerando os pontos 1 e 2 acima e aborda a diferença entre o fator de carga da planta (53,74%) e a fração de energia negociada durante o leilão (49,24%), como explicado anteriormente.</p>
<i>Preço do CCVE (R\$/MWh)</i>	121,25	O preço do CCVE, conforme enviado e obtido pelo proprietário do projeto no leilão de energia realizado pela Câmara de Comercialização



		de Energia Elétrica em 2010. Os resultados do leilão estão disponíveis para o público em www.ccee.org.br . A decisão de investimento (contrato de fornecimento de equipamentos) coincide com o leilão. Neste sentido, de acordo com a orientação 6 do Anexo 5, EB62, a tarifa considerada na análise de investimentos (obtida durante o leilão) é considerada válida e aplicável no momento da decisão de investimento.
<i>TUST (R\$/kW.mês)</i>	2,89	No Brasil, os produtores de eletricidade que usam fontes renováveis recebem um desconto de 50% na taxa TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão). 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. Além disso, de acordo com esse esclarecimento, não é necessário considerar as políticas do tipo E- ²² no desenvolvimento do cenário da linha de base, se implementado após 11 de novembro de 2001. A redução da taxa TUST foi regulada pela Lei 10 438, datada de 26/04/2002 ²³ . Portanto, o desconto não será levado em consideração. O valor apresentado aqui corresponde à tarifa média definida pela Resolução da ANEEL nº 1031, datada de 22/07/2010 (disponível em http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20101031.pdf) ao longo do período de avaliação. A tarifa varia de 2013 a 2019 e depois permanece fixa. Para obter mais detalhes, consulte a planilha de cálculo da TIR.
<i>IPI</i>	10% sobre o custo do equipamento	IPI significa imposto sobre produtos industrializados. Desde 2009, o governo federal concordou em isentar as turbinas eólicas de pagar este imposto. Considerando que esta política é específica para turbinas eólicas, ou em vez disso, a política cria incentivos para tecnologias menos intensivas na emissão de GEE (política do Tipo E), a isenção não foi considerada. Neste sentido, o custo total das turbinas eólicas foi aumentando em 10%, para que o efeito positivo da política não fosse refletido na TIR do capital próprio determinada para o projeto.
<i>Investimento (R\$1.000)</i>	Apresentado durante a validação	Com base nas cotações dos fabricantes e nas dos provedores de serviços EPC. Cópias eletrônicas dos documentos enviados à EOD.

O TIR do capital próprio, como apresentado à EOD, é 10,76% (para referências completas, veja a planilha de cálculo da TIR fornecida como um apêndice do DCP). Este número mostra que a TIR do capital próprio do projeto é menor que o custo do capital próprio (Ke) do setor – 18,54% – o benchmark. Portanto, fica claramente demonstrado que a atividade do projeto não é financeiramente atraente ao investidor (Tabela 7).

²² Do parágrafo 6.b) do Anexo 3, CE 22 Tipo E - as políticas são nacionais e/ou políticas ou normas 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 da energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética).

²³ Disponível em português em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200210438.pdf>>. Acessado em 28/04/2011.



Tabela 7 – Comparação entre a TIR do CAPITAL PRÓPRIO do projeto e o CMPC do setor

Projeto	TIR do Capital Próprio (%)	Ke (%)
<i>Parques Eólicos Renova 2010</i>	10,76	18,54

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

Foi realizada uma análise de sensibilidade alterando-se os seguintes parâmetros:

- Aumento na geração de eletricidade, que pode aumentar as receitas do projeto;
- Aumento na tarifa de eletricidade, que também pode influenciar as receitas do projeto;
- Redução nos investimentos esperados

Estes parâmetros foram selecionados por serem os com maior probabilidade de oscilar ao longo do tempo. Além disso, essas variáveis constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto (Orientação 20 do Anexo 5, EB62). Foram realizadas análises financeiras alterando cada um desses parâmetros em 10% e avaliando qual foi o impacto na TIR do projeto (Orientação 21 do Anexo 5, EB62). O resultado é apresentado abaixo na Tabela 8.

Tabela 8 – Análise de sensibilidade

Cenário	% de alteração	TIR (%)
<i>Original</i>	-	10,76
<i>Aumento na geração de eletricidade</i>	10%	12,26
<i>Aumento na tarifa</i>	10%	13,64
<i>Redução do investimento do projeto</i>	10%	13,36

Como demonstrado nos resultados apresentados acima, a TIR do capital próprio do projeto não excede o benchmark, considerando a variação dos parâmetros selecionados em 10%. Ainda assim, uma simulação foi realizada alterando o preço, geração de eletricidade e investimento total para verificar os possíveis cenários onde a TIR seria igual ao benchmark.

A Tabela 8 apresenta os resultados do preço e sensibilidade da eletricidade.

Tabela 8 – Cenários quando a TIR do projeto é igual ao benchmark (18,54%).

	TIR %	PREÇO (R\$/MWh)	ELETRICIDADE (MWh/ano)	Variação (%)
<i>Original</i>	10,76	121,25	745.646	N/A
<i>Preço</i>	18,54	155,32	745.646	28,10
<i>Eletricidade</i>	18,54	121,25	1.212.421	62,60



Um aumento no preço resultaria em uma TIR do capital próprio igual ao benchmark se reajustada para R\$ 155,32/MWh. Isso corresponde a uma variação de 28,10% do preço original considerado (R\$ 121,25/MWh). Por outro lado, a TIR do capital próprio do projeto seria igual ao benchmark no cenário onde 1.212.421 MWh/ano é exportado pelas plantas para a rede. De acordo com os resultados preliminares da certificação eólica, as plantas deveriam exportar 745.646 MWh. Esta variação corresponde a um aumento na geração de eletricidade equivalente a 62,60%.

Os resultados apresentados acima foram obtidos considerando o fator de carga da planta do estudo preliminar conduzido por Garrad Hassan, que era a informação mais atualizada disponível no momento da tomada de decisão de investimento. Entretanto, a configuração técnica das plantas foi revisada.

O layout final das plantas considera uma capacidade instalada total igual a 162 MW, enquanto os resultados preliminares consideravam 158,4 MW. Entretanto, o fator de carga da planta médio, como apresentado na configuração final, é menor (52,33%) do que aquele apresentado no estudo preliminar (53,74%). Consequentemente, a redução no fator de carga da planta, como apresentado nos resultados finais da certificação eólica, resulta em um nível menor de geração de eletricidade. Neste sentido, a análise apresentada acima pode ser considerada conservadora.

Entretanto, uma simulação foi realizada considerando o fator de carga da planta final com base na certificação eólica emitida em novembro de 2010. Os resultados são apresentados na tabela abaixo, confirmando a adicionalidade do projeto.

Tabela 9 –Variação da TIR considerando o FCP apresentado na certificação eólica final e os cenários quando ele é igual ao (18,54%).

	<i>TIR %</i>	<i>PREÇO (R\$/MWh)</i>	<i>ELETRICIDADE† (MWh/ano)</i>	<i>Varição (%)</i>
<i>Original</i>	10,65	121,25	742.560	N/A
<i>Preço</i>	18,54	155,93	742.560	28,60
<i>Eletricidade</i>	18,54	121,25	1.205.175	62,30

Como pode ser observado a partir dos resultados apresentados acima, mesmo ao considerar o resultado da certificação eólica final, são necessárias variações significativas da TIR do projeto para igualar ao benchmark. No entanto, deve-se observar que estas variações em preço, eletricidade não são esperadas como justificado abaixo.

O preço usado na análise (R\$121,25/MWh) foi obtido dos resultados do leilão público realizado pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) no qual foi negociada a eletricidade a ser despachada pela planta. De acordo com a CCEE *o critério da menor tarifa é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Megawatt-hora para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras.*

O resultado de uma participação bem-sucedida nesse tipo de leilão público é a assinatura de um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica chamado CCEAR (Contrato de Concessão de Comercialização de Energia



Elétrica no Ambiente Regulado)²⁴. O CCEAR permanecerá fixo ao longo dos anos, e somente será ajustado de acordo com o *Índice de Preços ao Consumidor Ampliado*, que é o índice oficial que mede a inflação no Brasil. Entretanto, o fluxo de caixa já levou em consideração esta variação no preço ao longo dos anos sendo considerada. Assim, não pode ser esperado que nenhuma variação na TIR do capital próprio esteja associada a um possível aumento no preço da eletricidade acima do já considerado.

Não se espera que a geração de eletricidade aumente porque a estimativa foi feita com base na energia garantida conforme medida no local da planta por uma consultoria independente (Garrad Hassan) com 50% de probabilidade (P50). Como explicado anteriormente essa faixa indica que existe uma probabilidade de 50% de uma geração maior de eletricidade pela planta. Nesse nível, 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. Além disso, foi considerada a eletricidade que excede a quantidade negociada no leilão, resultante da otimização do parque eólico. Sendo assim, é bastante improvável um aumento nas receitas do projeto devido a um aumento na geração de eletricidade.

Os números da análise de sensibilidade de investimentos serão divulgados durante a validação. Entretanto, considerando a informação disponível com os desenvolvedores do projeto no momento da decisão de investimento (agosto de 2010), a TIR do capital próprio seria igual ao benchmark no cenário onde os investimentos totais são reduzidos em 25,76%. Entretanto, o investimento total necessário para construir a planta é resulta principalmente das despesas relacionadas à aquisição de equipamentos e infraestrutura civil.

O valor total do contrato de fornecimento de equipamentos já estava disponível no momento em que a decisão de investimento foi feita e não será alterado. Além disso, especificamente para esta atividade do projeto, o proprietário do projeto planeja assinar um contrato EPC. Esse tipo de contrato fixa o preço de construção da planta e qualquer variação a favor ou contra o projeto fica por conta da empresa de construção. Isso indica que nenhuma variação na TIR do capital próprio poderia ser atribuída a uma variação nos custos de investimento.

Resultado

A TIR do Capital Próprio da atividade do projeto sem estar registrada como um projeto de MDL fica abaixo do benchmark do setor, evidenciando que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor. Portanto, o cenário 1 seria a alternativa mais plausível à atividade do projeto, *ou seja*, a continuidade da situação atual com a eletricidade adicional sendo fornecida pela Rede Interligada Nacional.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3

²⁴ De acordo com a CCEE o novo modelo do setor elétrico define que a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL. A contratação no ACR é formalizada através de contratos regulados bilaterais, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

**Passo 3. Análise de barreiras**

Subpasso 3a. Identificar barreiras que impediriam a implementação do tipo de atividade do projeto proposta

Não se aplica. O passo 2 foi aplicado para determinar a adicionalidade do projeto.

Subpasso 3b. Mostrar que as barreiras identificadas não evitariam a implementação de pelo menos uma das alternativas:

Não se aplica. O passo 2 foi usado para determinar a adicionalidade do projeto.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 4

Passo 4. Análise da prática comum

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

De acordo com a ferramenta de adicionalidade, “os projetos são considerados semelhantes se estão no mesmo país/região e/ou se têm como base uma tecnologia amplamente semelhante, são de uma escala similar e ocorrem em um ambiente comparável com relação a marco regulatório, clima de investimentos, acesso a tecnologia, acesso a financiamento etc.”.

Com base na definição apresentada acima, a ferramenta proporciona uma abordagem gradual a ser aplicada ao conduzir a análise da prática comum para identificar projetos similares à atividade de projeto do MDL proposta. Além disso, a ferramenta estabelece que esta abordagem deverá ser usada de a atividade de projeto do MDL proposta atender a uma das medidas dadas abaixo:

- (a) Substituição de combustível e matéria-prima;
- (b) Substituição de tecnologia com ou sem alteração da fonte de energia (incluindo melhorias da eficiência energética, assim como o uso de energias renováveis);
- (c) Destruição do metano;
- (d) Prevenção de formação de metano.

A atividade de projeto do MDL proposta corresponde à opção (b) uma vez que ela consiste na substituição de eletricidade da rede para geração de eletricidade a partir de centrais geradoras eolielétricas²⁵. Portanto, somente as centrais geradoras eolielétricas foram consideradas nesta análise da prática comum.

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

²⁵ Analogamente ao exemplo dado no Anexo 8 do CE 62.



Duas plantas consideradas no DCP possuem 22,4 MW de capacidade instalada, as Centrais Geradoras Eolielétricas Da Prata e Ventos do Nordeste. Para estas plantas, os projetos entre 11,2 MW e 33,6 MW de capacidade instalada serão levados em consideração (*Faixa 1*).

A Central Geradora Eolielétrica Tanque tem capacidade instalada de 27,2 MW. Portanto, com relação à análise da prática comum para este projeto, serão levadas em consideração as plantas com capacidade instalada entre 13,6 MW e 40,8 MW (*Faixa 2*).

As outras plantas consideradas neste projeto de MDL - Centrais Geradoras Eolielétricas Dos Araçás, Morrão e Seraíma - cada uma delas tem 30 MW de capacidade instalada. Essas plantas serão comparadas a projetos que possuem uma capacidade instalada entre 15 MW e 45 MW (*Faixa 3*).

Finalmente, também serão avaliadas as plantas operacionais com uma capacidade instalada total similar à produção total considerada nesta atividade de projeto do MDL. Isso corresponde a centrais geradoras eolielétricas com capacidade instalada variando entre 81 MW e 243 MW (*Faixa 4*).

Passo 2: *Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável no passo 1, como a atividade do projeto proposta e tenha iniciado a operação comercial antes da data de início do projeto. Anotar seus números N_{alt} . As atividades de projeto do MDL não devem ser incluídas nesse passo;*

De acordo com a orientação do passo 2, as plantas consideradas na análise foram selecionadas seguindo as definições de geração e área geográfica, conforme apresentado na ferramenta de adicionalidade.

(i) Saída

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 eolielétricas interligadas à rede.

(ii) Área geográfica aplicável

A ferramenta de adicionalidade afirma:

"A área geográfica aplicável abrange o país anfitrião inteiro, por padrão; se a tecnologia aplicada no projeto não for específica do país, a área geográfica aplicável deve ser estendida a outros países".

A tecnologia a ser aplicada no projeto não é específica ao país. Não obstante, o Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599 quilômetros quadrados²⁶ (com mais de 4.000 km de distância no eixo norte-sul, bem como no eixo leste-oeste) e seis regiões climáticas: subtropical, semi-árida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida).

Estas variações climáticas obviamente têm uma forte influência nos aspectos técnicos relacionados à implementação de parques eólicos, uma vez que os eventos meteorológicos têm uma forte influência sobre o

regime eólico. Como citado por VESELKA²⁷, o *clima afeta todos os principais aspectos do setor de energia elétrica, desde a geração de eletricidade, transmissão e distribuição à demanda de consumo de energia*. Portanto, é razoável assumir que a tecnologia pode variar consideravelmente de local para local dentro do país.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, todas as regiões geográficas do país têm algum potencial para gerar eletricidade utilizando o vento. Entretanto, o maior potencial eolielétrico está localizado na região nordeste do país, onde a maioria dos projetos operacionais está localizada (Figura 4). Todavia, de acordo com as recomendação das diretrizes, a avaliação será conduzida considerando os projetos localizados em todo o país, *i.e.* Brasil.

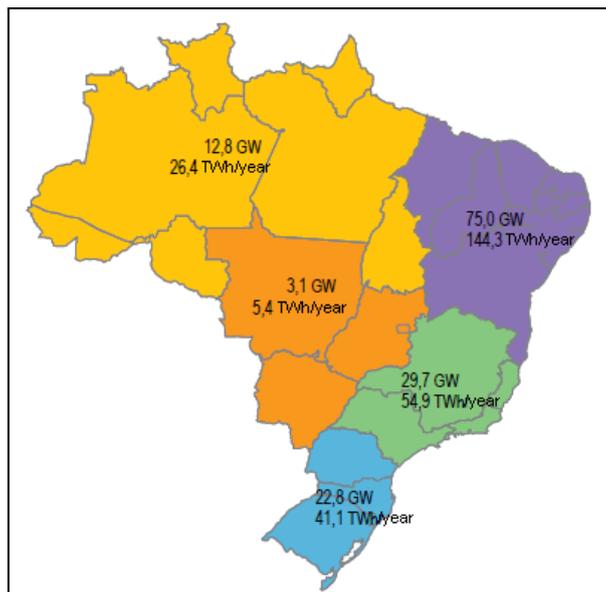


Figura 4 – Potencial brasileiro de recursos eólicos²⁸.

Os participantes do projeto pesquisaram os parques eólicos no Brasil que entraram em operação até a data de início do projeto. O banco de dados da ANEEL (2009b)²⁹ foi usado e uma lista de todas as plantas consideradas na análise foi fornecida à EOD.

O resultado de cada faixa descrita acima no passo 1 é o seguinte:

Faixa 1 e 2: O mesmo conjunto de plantas foi identificado nestas duas faixas. O resultado mostra nove centrais geradoras eolielétricas considerando a faixa identificada no passo 1, iniciaram as operações comerciais antes da data de início do projeto. Nenhuma delas goza de benefícios do MDL. Portanto, $N_{all} = 9$.

²⁶ Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/areaterritorial/principal.shtm>. Acessado em 18 de abril de 2011.

²⁷ VESELKA, T. D. Balance power [Equilíbrio de energia]: A warming climate could affect electricity. Geotimes. Earth, energy and environment news [Um clima quente poderia 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>.

²⁸ 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>>. Acessado em 18 de abril de 2011.

²⁹ ANEEL (2011b). Fiscalização dos serviços de geração. Acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica. Resumo geral do acompanhamento das usinas de geração elétrica - Versão abril 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>. Acessado em 27 de abril de 2011.



Faixa 3: Dez centrais geradoras eólicas, considerando a faixa identificada no passo 11, iniciaram as operações comerciais antes da data de início do projeto. Nenhuma delas goza de benefícios do MDL. Portanto, $N_{all} = 10$.

Faixa 4: Dez centrais geradoras eólicas, considerando a faixa identificada no passo 11, iniciaram as operações comerciais antes da data de início do projeto. Ela não se beneficia de incentivos do MDL. Portanto, $N_{all} = 1$.

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

De acordo com a ferramenta metodológica, “*Demonstração e avaliação da adicionalidade*”, tecnologias diferentes são aquelas que proporcionam o mesmo resultado e diferem do projeto em pelo menos um dos seguintes itens:

- (a) Fonte de energia: dadas as particularidades da geração de energia eólica, somente as centrais geradoras eólicas serão consideradas;
- (b) 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 2004³⁰. Devido ao novo marco regulatório e ao clima de investimentos, somente projetos iniciados após março de 2004 serão considerados semelhantes à atividade do projeto proposta.
- (c) Políticas promocionais: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado através da Lei Nº 10.438 de 26 de abril de 2002. Dentre outras, uma das metas da iniciativa era aumentar a cota de fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, e assim, contribuir para 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 no Brasil, celebrando contratos de compra e venda de energia elétrica de longo prazo com produtores de

³⁰ Disponível em português em <<http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/ Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>>. Acessado em 18 de abril de 2011.



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 visa reduzir os gases de efeito estufa conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) nos termos do Protocolo de Quioto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política do “Tipo E”.

Considerando as informações apresentadas acima, foram identificadas as plantas que receberam algum tipo de incentivo (PROINFA e/ou MDL). O banco de dados da ANEEL (2009b)³¹ e UNFCCC (2009)³² foram usados e uma lista de todas as plantas consideradas na análise foi fornecida à EOD. Entre as plantas identificadas no passo anterior com as diferentes faixas descritas, o número de plantas que aplicam tecnologias diferentes daquelas aplicadas na atividade do projeto proposta, é o seguinte:

Faixa 1 e 2: Do conjunto de plantas identificadas, oito centrais geradoras eólicas receberam incentivos do PROINFA (identificado como uma política promocional, como explicado acima). Portanto, $N_{diff} = 8$.

Faixa 3: Do conjunto de plantas identificadas, nove centrais geradoras eólicas receberam incentivos do PROINFA (identificado como uma política promocional, como explicado acima). Portanto, $N_{diff} = 9$.

Faixa 4: Do conjunto de plantas identificadas, uma central geradora eólica recebeu incentivos do PROINFA (identificado como uma política promocional, como explicado acima). Portanto, $N_{diff} = 1$.

Passo 4: Calcular o fator $F = 1 - N_{diff}/N_{all}$ representando a cota de plantas utilizando tecnologia similar àquela usada na atividade do projeto proposta em todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade que a atividade do projeto proposta.

O fator calculado de cada uma das faixas identificadas é:

Faixa 1 e 2: $F = 1 - 8/9 = 0,1$

Faixa 3: $F = 1 - 9/10 = 0,1$

Faixa 4: $F = 1 - 1/1 = 0$

Esta fator representa a cota de plantas usando tecnologia similar àquela utilizada na atividade do projeto proposta.

A atividade do projeto proposta é uma “prática comum” dentro de um setor com uma área geográfica aplicável se o fator F for maior que 0,2 e $N_{all} - N_{diff}$ for maior que 3.

Como pode ser observado a partir dos resultados apresentados acima no Passo 4, em todas as faixas identificadas, o fator F determinado não é maior que 0,2. E também, $N_{all} - N_{diff}$ não é maior que 3 em qualquer das faixas. Portanto, a atividade de projeto do MDL não é uma prática comum.

³¹ ANEEL (2011b). Fiscalização dos serviços de geração. Acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica. Resumo geral do acompanhamento das usinas de geração elétrica - Versão abril 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>. Acessado em 27 de abril de 2011.

³² CQNUMC (2011). Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima [do inglês "United Nations Framework Convention on Climate Change"]. Website: <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/index.html>

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Dentre as plantas operacionais no país, os projetos de energia eólica representam apenas 0,81% (Figura 5). Apesar da pequena participação da eletricidade gerada pelas centrais geradoras eolielétricas, foi realizada a análise da prática comum.

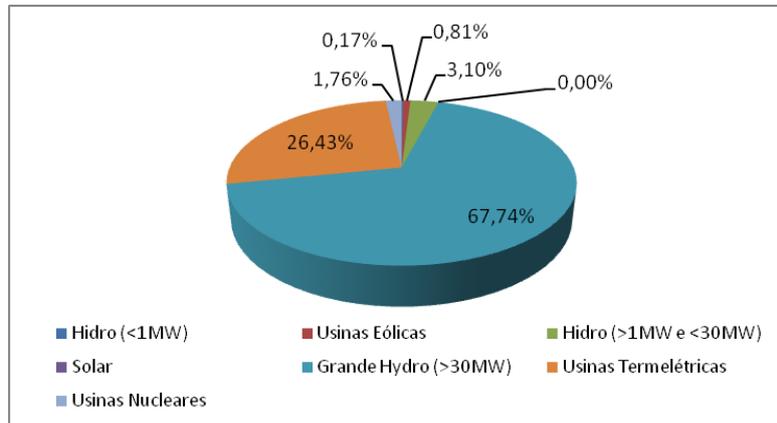


Figura 5 - Capacidade de geração do Brasil por tipo de fonte de energia.

Fonte: ANEEL (2011) ³³

Há um pequeno percentual para a geração de energia eólica e a grande maioria das plantas operacionais no país recebeu algum tipo de incentivo, como demonstrado acima. Sendo assim, este projeto não pode ser considerado uma prática comum e, portanto, não é um cenário do tipo de modo mais comum de trabalho. Além disso, fica claro que, na ausência do incentivo criado pelo MDL, este projeto não seria o cenário mais atraente.

SATISFEITO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL

B.6. Reduções de emissões:**B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:****Reduções de emissões (ER_y)**

De acordo com a ACM0002, as reduções de emissões pela atividade do projeto proposta são calculadas como a seguir.

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação 1

Onde:

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

³³ ANEEL (2011). Banco de Informações de Geração - BIG. Capacidade de Geração. <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>. Acessado em 26 de abril de 2011.



BE_y = Emissões do projeto no ano y (t CO₂);

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

Emissões da linha de base (BE_y)

As emissões da linha de base são calculadas como a seguir:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

BE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂);

$EG_{PJ,y}$ = 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);

$EF_{grid,CM,y}$ = 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).

Para projetos totalmente novos, como é o caso da atividade do projeto proposta $EG_{PJ,y}$ é determinado como a seguir.

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad \text{Equação 3}$$

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);

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

As explicações sobre como a quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede ($EG_{facility,y}$) foi estimada são apresentadas a seguir na seção B.6.3. O cálculo do fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede ($EF_{grid,CM,y}$) segue, conforme recomendado pela ACM0002, os procedimentos estabelecidos na ferramenta metodológica “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

De acordo com essa ferramenta, os Participantes do Projeto deverão aplicar seis passos para calcular o fator de emissão da linha de base como apresentado em mais detalhes a seguir.

- **PASSO 1** - Identificar os sistemas elétricos relevantes

De acordo com a ferramenta, “Se a AND do país anfitrião publicou um delineamento do sistema elétrico do projeto e dos sistemas elétricos interligados, esses delineamentos devem ser usados. Se esses delineamentos não estiverem disponíveis, os participantes do projeto deverão definir o sistema elétrico do projeto e qualquer sistema elétrico interligado e justificar e documentar suas hipóteses no MDL-DCP”.



A AND brasileira publicou a Resolução 8, emitida em 26 de maio de 2008, definindo a rede interligada nacional como um sistema único que abrange todas as cinco macrorregiões geográficas do país (norte, nordeste, sul, sudeste e centro-oeste). Assim, esse número será usado para calcular o fator de emissão da linha de base da rede.

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

Foi escolhida a Opção I da ferramenta que é incluir no cálculo somente as centrais elétricas da rede.

- **PASSO 3** - Selecione 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 análise dos dados de despacho não é uma opção disponível para o cálculo da margem de operação, pois é aplicável somente ao período *ex-post*. A margem de operação simples poderá ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/inflexíveis³⁴ constituírem menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nas normas de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. Tabela 10 mostra a participação da energia hidrelétrica na produção total de eletricidade para o Sistema Interligado Nacional. No entanto, os resultados mostram a não aplicabilidade da margem de operação simples à Atividade de Projeto do MDL proposta.

³⁴ Baixos custos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar.

Tabela 10

- Participação da geração de energia hidrelétrica no sistema interligado nacional, 2006 a 2010.

Ano	Participação de energia hidrelétrica (%)
2006	91,81%
2007	92,79%
2008	88,62%
2009	93,27%
2010	88,77%

Fonte: ONS / Operador Nacional do Sistema: Histórico de Geração, 2011. Disponível em <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>.

A quarta alternativa, uma margem de operação média, é uma simplificação excessiva e não reflete, de forma alguma, o impacto da atividade do projeto na margem de operação. O uso do método da análise dos dados de despacho é aplicável somente ao período *ex-post* para determinar o fator de emissão, que não é o período escolhido pelos participantes do projeto. Portanto, a margem de operação simples ajustada será usada para determinar o fator de emissão da rede.

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

De acordo com a ferramenta “o fator de emissão da OM simples ajustada ($EF_{grid,OM-adj,y}$) é uma variação da OM simples, em que as centrais elétricas / unidades geradoras (incluindo as importações) são separadas em fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e em outras fontes de energia (m)”.

A OM simples ajustada foi calculada com base na geração líquida de eletricidade e em um fator de emissão de CO₂ para cada unidade geradora - ou seja, similar à **Opção A** do método de OM simples – como a seguir:

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k EG_{k,y} \times EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

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

λ_y = Fator que expressa a porcentagem de tempo em que as unidades geradoras de baixo custo/inflexíveis ficam na margem no ano y

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



- $EG_{k,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e alimentada na rede pela unidade geradora k no ano y (MWh)
- $EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora m no ano y (tCO₂/MWh)
- $EF_{EL,k,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora k no ano y (tCO₂/MWh)
- m = Todas as unidades geradoras da rede que alimentam a rede no ano y com exceção das de baixo custo/inflexíveis
- k = Todas as unidades geradoras da rede de baixo custo/inflexíveis que alimentam a rede no ano y
- y = O ano relevante conforme a época dos dados selecionados no Passo 3

Determinação de $EF_{EL,m,y}$

Considerando que somente os dados sobre geração de eletricidade e os tipos de combustível usados em cada uma das unidades geradoras estavam disponíveis, o fator de emissão foi determinado com base no fator de emissão de CO₂ do tipo de combustível usado e na eficiência da unidade geradora, de acordo com a **Opção A2** da ferramenta. Foi usada a seguinte fórmula:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,i,y} \cdot 3.6}{\eta_{m,y}} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- $EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora m no ano y (tCO₂/MWh)
- $EF_{CO_2,m,i,y}$ = Fator de emissão de CO₂ médio do tipo de combustível i usado na unidade geradora m no ano y (tCO₂/GJ)
- $\eta_{m,y}$ = *Eficiência energética média líquida de conversão da unidade geradora m no ano y (razão)*
- m = Todas as unidades geradoras que alimentam a rede no ano y com exceção das de baixo custo/inflexíveis
- y = O ano relevante conforme a época dos dados selecionados no Passo 3

Determinação do $EG_{m,y}$

As informações usadas para determinar este parâmetro foram fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que é uma fonte oficial, como recomendado pela ferramenta. O ONS é uma entidade de direito privado, não lucrativa, criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação



das instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) sob supervisão e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)³⁵.

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

Em termos de período, foi escolhida a **opção 1**. Nesse sentido, a margem de construção foi calculada usando as informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra m quando do envio do MDL - DCP à EOD, *ou seja*, 2010.

O grupo de amostra de unidades geradoras m usado para calcular a margem de construção foi determinado de acordo com a diretriz fornecida pela ferramenta, conforme discutido em detalhes na seção B.6.3. abaixo. A margem de construção foi calculada seguindo a mesma abordagem descrita acima no passo 4.

- **PASSO 6** – Calcular o fator de emissões da margem combinada (CM).

O cálculo da margem combinada é feito com base no método **a**) fornecido pela ferramenta, como a seguir:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM} \quad \text{Equação 6}$$

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 emissões da margem de operação (%);

w_{BM} = Ponderação do fator de emissões da margem de construção (%);

De acordo com a ferramenta, para atividades de projeto de geração de energia eólica, como é o caso da atividade do projeto proposta, os pesos são $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$.

Emissões do projeto (PE_y)

De acordo com a ACM0002, *para a maioria das atividades do projeto de geração de energia renovável, $PE_y = 0$. No entanto, algumas atividades de projeto podem envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Essas emissões deverão ser consideradas emissões do projeto usando a equação a seguir:*

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

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

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

³⁵ http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx?lang=en



$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO₂e);

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano y (tCO₂e).

Emissões decorrentes da combustão de combustíveis fósseis ($PE_{FF,y}$)

De acordo com a metodologia, somente projetos geotérmicos e termossolares têm que considerar as emissões provenientes do consumo de combustíveis fósseis. Portanto, no caso da atividade do projeto proposta, $PE_{FF,y} = 0$ tCO₂.

Emissões decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não-condensáveis ($PE_{GP,y}$)

Considerando que a atividade do projeto proposta consiste na construção de uma central elétrica eólica, não há emissões relacionadas a gases não condensáveis decorrente da operação de centrais elétricas geotérmicas. Portanto, $PE_{GP,y} = 0$ tCO₂.

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

Novos projetos de centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios devem considerar emissões de CH₄ e CO₂ a partir dos reservatórios. Considerando que a atividade do projeto proposta consiste na construção de uma central geradora eolielétrica, não existem emissões a partir dos reservatórios de água. Portanto, $PE_{HP,y} = 0$ tCO₂.

Cálculo das fugas (LE_y)

De acordo com a metodologia, “nenhuma emissão de fugas é considerada. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante a partir do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas”. Assim, as emissões das fugas relacionadas à implementação da atividade do projeto proposta são 0 tCO₂.

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado / Parâmetro:	$EF_{CO_2,m,i,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /GJ
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ do tipo de combustível fóssil i usado na unidade geradora m no ano y
Fonte do dado usada:	Valores padrão do IPCC no limite inferior da incerteza em um intervalo de



	confiança de 95% como fornecido na tabela 1.4 do Capítulo 1 do Vol. 2 (Energia) das Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados. Consulte a planilha de cálculo do fator de emissão que está anexada ao DCP.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com a recomendação da “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”. Os valores padrão do IPCC estão sendo usados, pois essa informação não é fornecida pelos fornecedores de combustível nem estão disponíveis para o público, valores regionais e/ou locais.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$EG_{m,y}$ e $EG_{k,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade líquida gerada pela central elétrica/unidade geradora m ou k no ano y
Fonte do dado usada:	Publicações oficiais. Foram usados dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico.
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados. Consulte a planilha de cálculo do fator de emissão que está anexada ao DCP.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Uma vez para cada período de obtenção de créditos usando os três anos históricos mais recentes para os quais os dados estão disponíveis no momento do envio do MDL - DCP à EOD para validação (opção <i>ex-ante</i>).
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção B.6.1.

Dado / Parâmetro:	$\eta_{m,y}$
Unidade do dado:	-
Descrição:	<i>Eficiência energética média líquida de conversão da unidade geradora m no ano y</i>
Fonte do dado usada:	Valores padrão fornecidos no Anexo 1 da “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados. Consulte a planilha de cálculo do fator de emissão que está anexada ao DCP.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com a recomendação da “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”.
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção B.6.1.

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,OM-adj,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação simples ajustada no ano y



Fonte do dado usada:	Publicações oficiais (dados do ONS), valores padrão do IPCC e valores padrão fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Valor aplicado:	0,2609
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O período de cálculo <i>ex-ante</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção B.6.1.

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid, BM, 2010}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y
Fonte do dado usada:	Publicações oficiais (dados do ONS), valores padrão do IPCC e valores padrão fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Valor aplicado:	0,1166
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O período de cálculo <i>ex-ante</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção B.6.1.

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

Emissões da linha de base (BE_y)

A quantidade de eletricidade líquida gerada pelas plantas no ano y ($EG_{facility,y}$, em MWh) usada para a estimativa ex-ante foi obtida da Certificação Eólica conduzida pela Garrard Hassan. Além disso, a quantidade de eletricidade estabelecida nos *Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado* (CCEAR) deve ser a quantidade estimada de eletricidade a ser despachada para a rede no Centro de Gravidade³⁶ do sistema. Portanto, as perdas na transmissão têm que ser descontadas da eletricidade total estimada a ser gerada pela planta³⁷. Essas perdas foram estimadas como sendo iguais a 2,5%.

O resultado das plantas é apresentado abaixo, na Tabela 11

. As plantas consideradas nesta atividade de projeto do MDL gerarão 742.560 MWh.

³⁶ De acordo com a *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*, o SIN é representado na CCEE através de uma estrutura de pontos de medição de geração e consumo. (...) Os Ajustes são necessários, pois, no atendimento ao consumo pela geração, ocorrem perdas elétricas no sistema de transmissão. Na CCEE estas perdas são rateadas entre o Agentes proprietários de pontos de medição de geração e de consumo. Através do rateio das perdas, garante-se que a geração efetiva total do sistema coincida com a carga efetiva total do sistema. O ponto virtual onde as perdas entre os pontos de geração e de consumo se igualam é denominado **Centro de Gravidade** e é neste ponto que são consideradas todas as compras e vendas de energia na CCEE.

³⁷ As perdas de transmissão da rede em 2009 foram de 2,44%. Fonte: Relatório CCEE de 2009, disponível em http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Relatorios_Publico/Anual/relatorio_anual_2009_2.pdf

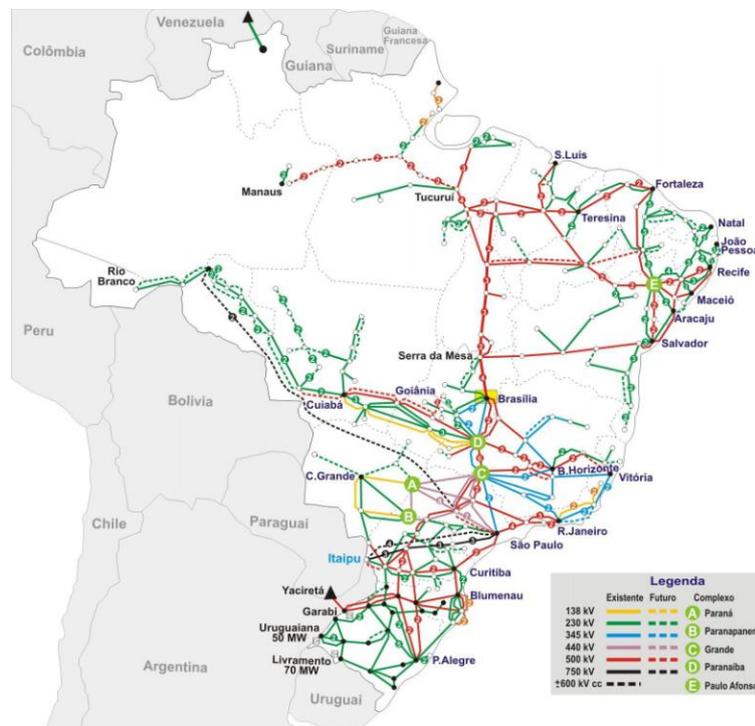
Tabela 11 – Geração de eletricidade líquida pelas plantas eólicas da Atividade de projeto do MDL

Central Geradora Eolielétrica	Geração de eletricidade (MWh/ano)	Perdas na transmissão (%)	Geração líquida de eletricidade (MWh/ano)
<i>Da Prata</i>	94.300	2.5	91.943
<i>Dos Araçás</i>	139.000	2.5	135.525
<i>Morrão</i>	143.700	2.5	140.108
<i>Seraíma</i>	146.300	2.5	142.643
<i>Tanque</i>	125.800	2.5	122.655
<i>Ventos dos Nordeste</i>	112.500	2.5	109.688
Total	761.600	-	742.560

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, a Rede Interligada Nacional corresponde ao sistema a ser considerado. Ela abrange todas as cinco regiões macrogeográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste) como apresentado na figura abaixo.


Figura 5 – 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** - Selecione um método para determinar a margem de operação (OM)

A margem de operação simples ajustada foi o método selecionado para o cálculo desse parâmetro. 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

Uma planilha contendo todos os dados usados para determinar a margem de operação foi fornecida à EOD. O resultado é apresentado a seguir.

$$EF_{grid,OM-adj,y} = 0,2609 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

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

Como descrito acima na seção B.6.1., o período *ex-ante* foi a opção escolhida para determinar a margem de construção (opção 1).

O grupo de amostra das unidades geradoras *m* usadas no cálculo da margem de construção foi identificado seguindo o procedimento fornecido pela ferramenta. O resultado é discutido abaixo e é apresentado em detalhes na planilha fornecida à EOD que também está anexada ao DCP.

- (a) Identificar o conjunto de cinco unidades geradoras, excluindo aquelas registradas como atividades de projeto do MDL, que começaram a fornecer energia à rede mais recentemente ($SET_{5-units}$) e determinar sua geração anual de eletricidade ($AEG_{SET-5-units}$, em MWh);

Com base nas informações consolidadas mais recentes as $SET_{5-units}$ são: UTE Linhares, UHE Salto Pilão, UTE Camaçari, UTE Tocantinópolis e UTE Viana. A eletricidade gerada por este conjunto de plantas ($AED_{SET-5-units}$) em 2010 foi de 662.143 MWh.

- (b) Determinar a geração anual de eletricidade do sistema elétrico do projeto, excluindo as unidades geradoras registradas como atividades de projeto do MDL (AEG_{total} , em MWh). Identificar o conjunto de unidades geradoras, excluindo as unidades geradoras registradas como atividades de projeto do MDL, que iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede mais recentemente e que compreendem 20% do AEG_{total} (se 20% for parte da geração de uma unidade, a geração total de tal unidade será incluída no cálculo) ($SET_{\geq 20\%}$) e determinar sua geração de eletricidade anual ($AEG_{SET-\geq 20\%}$, em MWh);

Sem considerar as atividades de projeto do MDL, em 2010, o sistema elétrico brasileiro gerou (AEG_{total}) 465.919.678 MWh. Grande parte das plantas compreende 20% do AEG_{total} . Esta informação ($SET_{\geq 20\%}$) pode ser verificada na planilha de cálculo anexada a este DCP. A geração de eletricidade anual de $SET_{\geq 20\%}$, correspondente ao parâmetro $AEG_{SET-\geq 20\%}$ é de 93.183.936 MWh.

- (c) De $SET_{5-units}$ e $SET_{\geq 20\%}$ selecionar o conjunto de unidades geradoras que compreendem a maior geração de eletricidade anual (SET_{sample}); Identificar a data em que as unidades geradoras em SET_{sample} começaram a fornecer eletricidade à rede. Se nenhuma das unidades geradoras em SET_{sample} iniciaram



o fornecimento e eletricidade à rede há mais de 10 anos, então utilizar o SET_{sample} para calcular a margem de construção. Ignorar os passos (d), (e) e (f).

Dos dados apresentados nos itens (a) e (b), pode-se observar que $SET_{\geq 20\%}$ é maior que $SET_{5-units}$. Portanto, SET_{sample} corresponde a $SET_{\geq 20\%}$. A planta mais antiga constituía no SET_{sample} iniciado para fornecer eletricidade à rede em janeiro de 1998. Portanto, os passos (d), (e) e (f) da ferramenta são aplicáveis.

(d) Excluir de SET_{sample} as unidades geradoras que iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede há mais de 10 anos. Incluir nesse conjunto as unidades geradoras registradas como atividade de projeto do MDL, iniciando pelas unidades geradoras que começaram a fornecer eletricidade para a rede mais recentemente, até a geração de eletricidade do novo conjunto abranger 20% da geração anual de eletricidade do sistema elétrico do projeto (se 20% for parte da geração de uma unidade, a geração dessa unidade será totalmente incluída no cálculo) na medida do possível. Determinar para o conjunto resultante ($SET_{sample-MDL}$) a geração anual de eletricidade ($AEG_{SET-sample-MDL}$, em MWh);

Plantas que iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede há mais de 10 anos foram excluídas. Quatro projetos de MDL foram incluídos no SET_{sample} . A geração de eletricidade pelo conjunto resultante de plantas, correspondente ao parâmetro $AEG_{SET-sample-CDM}$, é de 74.902.471 MWh.

Na geração anual de eletricidade daquele conjunto é composta por, pelo menos 20% da geração de eletricidade anual do sistema elétrico do projeto (ou seja, $AEG_{SET-sample-CDM} \geq 0.2 \times AEG_{total}$), depois usar o grupo de amostra $SET_{sample-CDM}$ para calcular a margem de construção. Ignorar os passos (e) e (f).

Com base nos resultados apresentados acima, $AEG_{SET-sample-MDL}$ é menor que $0,2 AEG_{total}$. Então, os passos (e) e (f) foram aplicados.

(e) Incluir no grupo de amostra $SET_{sample-MDL}$ as unidades geradoras que começaram a fornecer eletricidade à rede há mais de 10 anos até que a geração de eletricidade do novo conjunto compreenda 20% da geração de eletricidade anual do sistema elétrico do projeto (se 20% for parte da geração de uma unidade, a geração dessa unidade será totalmente incluída no cálculo);

(f) O grupo de amostra de unidades geradoras m usado para calcular a margem de construção é o conjunto resultante ($SET_{sample-MDL->10\text{ anos}}$).

Cinco centrais geradoras que iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede há mais de 10 anos foram incluídas. O conjunto resultante $SET_{sample-CDM->10\text{ anos}}$ é identificado na planilha de cálculo do fator de emissão da rede.

A margem de construção foi calculada seguindo a mesma abordagem descrita no passo 4 acima, e considerando o conjunto de plantas identificado acima. Como mencionado anteriormente, este parâmetro será avaliado, uma vez que a opção *ex-ante* foi escolhida.

O resultado para o fator de emissão da margem de construção é apresentado a seguir.

$$EF_{grid,BM,y} = 0,1166 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

- **PASSO 6** – Calcular o fator de emissões da margem combinada (CM).



Aplicando os resultados apresentados acima nos PASSOS 4 e 6 acima à Equação 6 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,

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

$$EF_y = 0,75 \times 0,2609 + 0,25 \times 0,1166$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0,2248 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

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 2

como a seguir,

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

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} = 742.560 \text{ MWh/ano}$$

$$BE_y = 742.560 \text{ MWh/ano} \times 0,2248 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$BE_y = 166.924 \text{ tCO}_2$$

Emissões do projeto (PE_y)

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

$$PE_y = 0 \text{ tCO}_2\text{e}$$

Emissões das fugas (LE_y)

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

$$LE_y = 0 \text{ tCO}_2\text{e.}$$

Reduções de emissões (ER_y)

Aplicando os resultados obtidos acima à Equação 1

obtemos,

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$ER_y = 166.924 \text{ tCO}_2\text{e}$$

**B.6.4 Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões:****Tabela 12 – Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões**

Anos*	Estimativa de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de fugas (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa do total de reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
Ano 1	0	166.924	0	166.924
Ano 2	0	166.924	0	166.924
Ano 3	0	166.924	0	166.924
Ano 4	0	166.924	0	166.924
Ano 5	0	166.924	0	166.924
Ano 6	0	166.924	0	166.924
Ano 7	0	166.924	0	166.924
Total (toneladas de CO₂e)	0	1.168.468	0	1.168.468

*De 1º de setembro em determinado ano a 31 de agosto do ano seguinte.

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

Dado / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y (pelo Parque Eólico Da Prata)
Fonte do dado a ser usada:	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.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	91.943
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A quantidade de eletricidade alimentada na rede pelo projeto será quantificada através do medidor de energia localizado na subestação. O monitoramento deste parâmetro será realizado separadamente para cada planta. Estes dados serão medidos continuamente e registrados pelo menos uma vez ao mês.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal - classe de precisão 0,2). Além disso, existirá outro medidor na subestação (backup) para assegurar que a eletricidade seja medida adequadamente.
Comentário:	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:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y (pelo Parque Eólico Dos Araçás)
Fonte do dado a ser usada:	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.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	135.525
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A quantidade de eletricidade alimentada na rede pelo projeto será quantificada através do medidor de energia localizado na subestação. O monitoramento deste parâmetro será realizado separadamente para cada planta. Estes dados serão medidos continuamente e registrados pelo menos uma vez ao mês.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal - classe de precisão 0,2). Além disso, existirá outro medidor na subestação (backup) para assegurar que a eletricidade seja medida adequadamente.
Comentário:	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:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y (pelo Parque Eólico Morrão)
Fonte do dado a ser usada:	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.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	140.108
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A quantidade de eletricidade alimentada na rede pelo projeto será quantificada através do medidor de energia localizado na subestação. O monitoramento deste parâmetro será realizado separadamente para cada planta. Estes dados serão medidos continuamente e registrados pelo menos uma vez ao mês.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal - classe de precisão 0,2). Além disso, existirá outro medidor na subestação (backup) para assegurar que a eletricidade seja medida adequadamente.
Comentário:	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:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y (pelo Parque Eólico Seraíma)
Fonte do dado a ser usada:	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.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	142.643
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A quantidade de eletricidade alimentada na rede pelo projeto será quantificada através do medidor de energia localizado na subestação. O monitoramento deste parâmetro será realizado separadamente para cada planta. Estes dados serão medidos continuamente e registrados pelo menos uma vez ao mês.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal - classe de precisão 0,2). Além disso, existirá outro medidor na subestação (backup) para assegurar que a eletricidade seja medida adequadamente.
Comentário:	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:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y (pelo Parque Eólico Tanque)
Fonte do dado a ser usada:	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.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	122.655
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A quantidade de eletricidade alimentada na rede pelo projeto será quantificada através do medidor de energia localizado na subestação. O monitoramento deste parâmetro será realizado separadamente para cada planta. Estes dados serão medidos continuamente e registrados pelo menos uma vez ao mês.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal - classe de precisão 0,2). Além disso, existirá outro medidor na subestação (backup) para assegurar que a eletricidade seja medida adequadamente.
Comentário:	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:	$EG_{facility,y}$
--------------------------	-------------------



Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y (pelo Parque Eólico Ventos do Nordeste)
Fonte do dado a ser usada:	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.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	109.688
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A quantidade de eletricidade alimentada na rede pelo projeto será quantificada através do medidor de energia localizado na subestação. O monitoramento deste parâmetro será realizado separadamente para cada planta. Estes dados serão medidos continuamente e registrados pelo menos uma vez ao mês.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal - classe de precisão 0,2). Além disso, existirá outro medidor na subestação (backup) para assegurar que a eletricidade seja medida adequadamente.
Comentário:	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.

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:

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 a entidade responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) sob supervisão e regulação da ANEEL³⁸ que é a agência reguladora que fornece condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica crie um equilíbrio entre os agentes e o benefício da sociedade³⁹. A CCEE é uma organização civil privada e não lucrativa que está encarregada de realizar as transações atacadistas e a comercialização da energia elétrica dentro do SIN, nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre e no mercado de curto prazo⁴⁰.

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

³⁸ Informações disponíveis em <http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx?lang=en>.

³⁹ Informações disponíveis em <<http://www.aneel.gov.br/>>.

⁴⁰ Informações disponíveis em <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=25afa5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>>.



permissível) dos medidores de eletricidade a serem usados⁴¹. Além disso, o ONS também regula as exigências de calibração dos medidores de eletricidade (a cada dois anos)⁴².

Existirão dois medidores de energia (principal e backup) localizados na subestação, como especificado pela CCEE. Antes do início da operação, a CCEE exige que esses medidores sejam registrados individualmente no sistema deles e calibrados por uma entidade credenciada pela Rede Brasileira de Calibração (RBC). Além disso, as informações sobre energia serão controladas em tempo real pela CCEE. Após a definição física dos pontos de medição e a instalação do sistema de medição de faturamento e da infraestrutura de comunicação, os pontos de medição serão registrados no SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica) gerenciado pela CCEE.

Como mencionado anteriormente, a CCEE viabiliza e regula a comercialização de energia elétrica no Brasil. Em um processo denominado *Agregação Contábil da Medição*, a CCEE compara a energia informada por cada vendedor interligado à rede nacional com o consumo registrado durante o mês em consideração. Após os ajustes devidos às perdas de energia que ocorrem no sistema de transmissão serem feitos, a CCEE emite diversos relatórios oficiais certificando a quantidade de energia gerada por cada vendedor.

Além disso, para confirmar as informações da CCEE, todos os meses os relatórios da CCEE de auditoria das empresas selecionam aleatoriamente uma amostra de vendedores que têm que fornecer informações detalhadas sobre seu(s) Contrato(s) de Compra e Venda de Energia Elétrica e sobre a geração de energia nos meses sendo analisados. Por sua vez, os auditores analisam as informações, confirmam se o cálculo da CCEE está correto e emitem um parecer. As declarações dos auditores independentes confirmando as informações da CCEE estão disponíveis no website da CCEE.

Os resultados finais da geração de eletricidade são publicados no website da CCEE e estão disponíveis ao público. Portanto, as informações da CCEE - que são uma fonte oficial e disponível ao público – serão usadas para cruzar as informações monitoradas pelo participante do projeto.

A empresa proprietária dos parques eólicos será responsável pela coleta e arquivamento dos dados, bem como pela calibração e manutenção do equipamento de monitoramento, por lidar com possíveis ajustes e incertezas dos dados de monitoramento, análise dos resultados/dados reportados, auditorias internas de conformidade do projeto GEE com as exigências de operação e ações corretivas. Além disso, ela é responsável pelo gerenciamento do projeto, bem como pela organização e pelo treinamento dos funcionários nas técnicas apropriadas de monitoramento, medição e relatórios.

É importante mencionar que a ANEEL pode visitar a planta para inspecionar a operação e a manutenção das instalações a qualquer momento. Ainda assim, de acordo com as exigências do MDL, todos os dados usados para monitorar as reduções de emissões pela atividade do projeto proposta serão mantidas por pelo menos 2 anos após o término do último período de obtenção de créditos.

B.8. Data da conclusão da aplicação do estudo da linha de base e da metodologia de monitoramento e nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(eis)

⁴¹ 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.

⁴² 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.



Data de conclusão da versão final desta seção de linha de base e da metodologia de monitoramento (DD/MM/AAAA): 25/02/2011.

Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:

Empresa: Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Endereço: Rua Padre João Manoel, 222
Código postal + cidade: 01411-000 São Paulo
País: Brasil
Telefone: +55 (11) 3063-9068
Fax: +55 (11) 3063-9069
E-Mail: info@eqao.com.br

Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. também é uma Participante do Projeto relacionada no Anexo 1.

SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade do projeto:

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

De acordo com o Glossário de termos do MDL, a data de início de uma atividade do projeto de MDL é “a primeira data em que tem início a implementação ou construção ou medida real de uma atividade de projeto”. Além disso, a orientação também esclarece que “a data de início deverá ser considerada a data na qual o participante do projeto se comprometeu a arcar com despesas relacionadas à implementação ou à construção da atividade do projeto (...), por exemplo, a data de assinatura dos contratos de equipamentos ou de serviços de construção/operação necessários para a atividade do projeto”.

A eletricidade a ser fornecida pelas plantas foi negociada no Terceiro Leilão de Energia de Reserva para Fontes Renováveis. Essa licitação pública foi realizada pela CCEE em 26 de agosto de 2010. Os contratos oriundos dessa licitação seriam assinados somente cerca de 8 meses depois da licitação. No entanto, antes de assinar a venda, a empresa tinha assinado um Memorando de Entendimento com o fornecedor de equipamentos, que seria válido na data do leilão se a eletricidade das plantas fosse negociada. Portanto, a data do leilão – que representa a data em que o contrato para fornecimento dos equipamentos passou a ser válido - será considerada a data de início do projeto, *ou seja*, 26 de agosto de 2010. Antes dessa data, nenhuma despesa significativa foi feita nem nenhum contrato relevante foi assinado.

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

20 anos - 0 mês¹⁰

C.2. Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:

A atividade do projeto proposta usará um período de obtenção de créditos renovável.

**C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável:**

Cada período de obtenção de créditos terá duração máxima de 7 anos e poderá ser renovado até duas vezes.

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

01/09/2013

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

7a-0m

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

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

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

No Brasil, é exigido que o patrocinador de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou de qualquer outra atividade que possa ocasionar degradação ambiental obtenha diversas permissões da agência ambiental pertinente (federal e/ou local, dependendo do projeto).

Considerando o alto nível do impacto ambiental resultante da geração de eletricidade alimentada com combustíveis fósseis, o impacto ambiental das Centrais Geradoras Eolielétricas é considerado insignificante. Por este motivo, de acordo com a Resolução N° 279 do CONAMA (*Conselho Nacional do Meio Ambiente*), datada 27/06/2001, as centrais geradoras eolielétricas precisam ser submetidas a um estudo de impacto ambiental simplificado para obter as licenças necessárias para o projeto.

As licenças exigidas pelo CONAMA - (Resolução N° 237/01⁴³) 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).

⁴³ Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res01/res27901.html>



O processo começa com uma análise prévia pelo departamento do meio ambiente local que realiza o estudo de impacto ambiental simplificado. O resultado desses estudos é a Licença Preliminar (LP), que reflete a avaliação positiva do projeto por parte do órgão ambiental local. No estado da Bahia, onde estão localizados os parques eólicos, esta primeira permissão é denominada Licença de Localização (LL).

Para obter a licença de instalação (LI) é necessário apresentar (a) informações adicionais sobre a avaliação anterior; (b) uma nova avaliação simplificada; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, conforme resolução da agência ambiental informada na LP.

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

As plantas possuem a Licença de Localização nº 3932, datada de 06/03/2009, válida por 5 anos, referente ao Parque Eólico Da Prata, e a Licença de Localização nº 4115, datada de 30/07/2010, válida por 5 anos, referente aos Parques Eólicos Dos Araçás, Seraíma, Tanque, Morrão e Ventos do Nordeste.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela parte anfitriã, apresente as conclusões e todas as referências que corroboram a documentação da avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela parte anfitriã:

A crescente preocupação global com relação ao uso sustentável de recursos está levando a uma exigência de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo na legislação e nas políticas dos países. No Brasil a situação não é diferente. A política do processo de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

Como mencionado na seção D.1, as centrais geradoras eolielétricas fazem um estudo de impacto ambiental simplificado e cumprem com as possíveis exigências feitas pela agência ambiental para obter as licenças necessárias para o projeto. Considerando que o projeto já tem a licença ambiental preliminar, pode-se concluir que ele não resulta em impactos ambientais negativos transfronteiriços significativos; de outro modo, a licença não teria sido emitida pelo órgão ambiental.

SEÇÃO E. Comentários dos atores

E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:

De acordo com a Resolução nº 7, emitida em 5 de março de 2008⁴⁴, a Autoridade Nacional Designada brasileira (*Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima – CIMGC*) solicita, entre outros documentos, comentários dos atores locais para fornecer a Carta de Aprovação para um projeto.

A Resolução determina que o proponente do projeto tenha que enviar solicitações de comentários, pelo menos, para os seguintes agentes envolvidos e afetados pela atividade do projeto:

⁴⁴ Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/>>.



- Governos Municipais e Câmaras Municipais;
- Agências ambientais do estado e do município;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Associações comunitárias;
- Ministério Público (estadual e federal);

A mesma resolução também exige que no momento que essas cartas forem enviadas, uma versão do DCP no idioma local e uma declaração afirmando como o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país deve ser disponibilizada a esses atores, pelo menos 15 dias antes do início do processo de comentário público internacional. A versão em português do DCP foi publicada no website:

<<http://sites.google.com/site/consultadcp/>> em 16/09/2011, que também é a data em que as cartas-convite foram enviadas aos seguintes agentes:

- Ministério Público (federal);
- Ministério Público do Estado da Bahia;
- Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (*INEMA*);
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Prefeituras de Igaporã, Pindaí, Guanambi e Caetité;
- Câmaras Municipais de Igaporã, Pindaí, Guanambi e Caetité;
- Agências Ambientais de Igaporã, Pindaí, Guanambi e Caetité;
- Associações Comunitárias de Igaporã, Pindaí, Guanambi e Caetité;

Cópias das cartas e a confirmação de recebimento dos correios estão disponíveis sob solicitação e serão enviadas à EOD durante a validação da atividade do projeto.

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido ainda.

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

Nenhum comentário foi recebido ainda.

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	Renova Energia S.A.
Rua/Caixa Postal:	Av. Eng. Luiz Carlos Berrini 1511, 6º andar
Edifício:	-
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	04571-011
País:	Brasil
Telefone:	+55 11 3569-6746
FAX:	+55 11 3569-6746
E-Mail:	-
URL:	-
Representado por:	Sr. Daniel Famano
Cargo:	-
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Famano
Segundo nome:	-
Nome:	Daniel
Departamento:	-
Celular:	-
FAX direto:	+55 11 3569-6746
Tel. direto:	+55 11 3569-6746
E-Mail pessoal:	daniel@renovaenergia.com.br

Organização:	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Edifício:	-
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+ 55 (11) 3063-9068
FAX:	+ 55 (11) 3063-9068
E-Mail:	focalpoint@eqao.com.br
URL:	www.eqao.com.br
Representado por:	Melissa Sawaya Hirschheimer
Cargo:	-
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Hirschheimer
Segundo nome:	Sawaya
Nome:	Melissa
Departamento:	-
Celular:	-
FAX direto:	+ 55 (11) 3063-9068
Tel. direto:	+ 55 (11) 3063-9068



E-Mail pessoal:

focalpoint@eqao.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

Este projeto não é um desvio da AOD por um país do Anexo 1.

- - - - -



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco. Para obter detalhes consulte as seções B.6.1. e B.6.3. acima.



Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco. Para obter detalhes consulte a seção B.7.2. acima.

- - - - -