



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO DE MDL (MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO
LIMPO) (F-MDL-DCP)
Versão 04.1**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade de projeto	Projeto de Energia Eólica Renova LEN 11
Número da versão do DCP	3
Data de conclusão do DCP	07/03/2013
Participantes do projeto	Renova Energia S/A; WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda.
Anfitriã(s) Parceira(s)	República Federativa do Brasil
Âmbito setorial e metodologia(s) selecionada(s)	1; ACM0002/Versão 13.0.0
Quantidade estimada de anuais médias reduções de emissões de gases de efeito estufa (GEE)	246.437 toneladas de CO ₂



SEÇÃO A. Descrição da atividade de projeto

A. 1. A. Finalidade e descrição geral da atividade de projeto

A atividade de projeto proposta consiste na implementação e operação do Projeto de Energia Eólica Renova LEN 11, constituído por nove novas instalações eólicas de geração de energia elétrica (Ametista; Borgo; Caetité; Dourados; Espigão; Maron; Pelourinho, Pilões e Serra do Espinhaço) (Tabela 2), localizadas nos municípios de Caetité e Igaporã, na microrregião de Guanambi, no Estado da Bahia, Brasil. A atividade de projeto irá empregar 133 novas turbinas eólicas de eixo horizontal, modelo GE 1.6xle, cada uma com 1,6 MW (capacidade nominal total: 212,8 MW). A implementação física da atividade de projeto não começou ainda (implementação prevista para começar em março de 2013).

A atividade de projeto foi concebida para proporcionar uma média de 1.004.636 MWh / ano de energia renovável para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Na linha de base¹, a eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido gerada pela operação de usinas conexas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos de margem combinada (MC). Assim, a atividade de projeto irá promover a redução das emissões de GEE por substituição da geração de eletricidade baseada em combustíveis fósseis que ocorreria de outra maneira.

O limite do projeto inclui as emissões de CO₂ provenientes da geração de energia elétrica em energia de usinas de combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade do projeto. Emissões do projeto e de fugas não são esperadas. As médias anuais estimadas de emissões de GEE são de 246.437 toneladas de CO₂ e as reduções totais de emissões para o período de crédito são de 1.725.060 toneladas de CO₂.

A atividade de projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião nas seguintes maneiras:

- **Contribuição para a sustentabilidade ambiental local:** A atividade de projeto produzirá energia renovável a partir de usinas eólicas de baixo impacto ambiental;
- **Contribuição para a geração de trabalho:** Novos postos de trabalho serão criados pela atividade de projeto, especialmente durante a implementação do projeto;
- **Contribuição para a diversificação da matriz elétrica e para a segurança energética:** O período em que há maior abundância de recursos eólicos é coincidente com o período da menor disponibilidade hidráulica, no Brasil. Assim, a geração de energia eólica é complementar à de energia hidrelétrica, que é a principal fonte de eletricidade no sistema elétrico brasileiro, contribuindo para a segurança do fornecimento de eletricidade renovável durante todo o ano e, conseqüentemente, para a diminuição da dependência de combustíveis fósseis durante a estação seca².
- **Contribuição para o desenvolvimento do setor de geração de energia eólica no Brasil:** Esse tipo de projeto pode estimular iniciativas semelhantes dentro do setor energético brasileiro e encorajar o desenvolvimento de unidades modernas e mais eficientes de energia renovável em todo o Brasil.

¹ O cenário da linha de base é o mesmo cenário existente antes do início da implementação da atividade do projeto.

² Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Atlas de Energia Elétrica no Brasil*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/download.htm>>, acesso em 27/dez./2011.

² Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Atlas de Energia Elétrica no Brasil*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/download.htm>>, acesso em 27/dez./2011.

A.2. Localização da atividade de projeto

A.2.1. Anfitrião (ões)

República Federativa do Brasil

A.2.2. Região / Estado / Província, etc.

Estado: Bahia

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

Municípios: Caetité e Igaporã.

Microrregião: Guanambi

A.2.4. Localização física / geográfica

As nove instalações de geração de energia eólica será localizado nos municípios de Caetité e Igaporã, na microrregião de Guanambi, no Estado da Bahia, Brasil (**Figura 1**). As coordenadas geográficas de referência da atividade do projeto estão descritas na Tabela 1.



Figura 1: Microrregião de Guanambi, Bahia, Brasil

Tabela 1. Coordenadas geográficas de referência UTM [Sistema Universal Transverso de Mercator] (23S) das instalações da atividade de projeto³

Instalação	Latitude (m)	Longitude (m)
Ametista	8.438.240	759.232
Borgo	8.439.199	753.274
Caetité	8.437.286	766.200
Dourados	8.466.881	748.031
Espigão	8.474.767	749.461
Maron	8.442.846	757.293
Pelourinho	8.473.322	753.072
Pilões	8.441.278	768.937
Serra do Espinhaço	8.439.185	765.972

A.3. Tecnologias e/ou medidas

A energia eólica é definida como a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu uso para a produção de energia elétrica é realizado por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação e, em seguida, por meio da conversão da primeira forma de energia em eletricidade, através do emprego de turbinas de vento².

A energia cinética flui do vento para as turbinas eólicas, que a convertem em eletricidade e a enviam ao SIN. O único gás incluído no limite do projeto é o CO₂, de acordo com a metodologia aplicada. Um diagrama de fluxo dos limites do projeto, fisicamente delineando a atividade de projeto e representando as fontes de emissão e gases incluídos no limite do projeto e as variáveis de monitoramento, é retratado na Figura 2, seção B.3.

As vantagens ambientais da geração eólica de eletricidade reconhecidamente incluem a contribuição para a redução de emissões atmosféricas (incluindo gases que não são GEE) por usinas termelétricas, a demanda menor para a construção de novos grandes reservatórios de usinas hidrelétricas e a redução do risco derivado da sazonalidade hidrológica, à luz da referida natureza complementar da geração de energia de base eólica e hidrelétrica no Brasil².

Os impactos ambientais negativos de usinas eólicas são relativamente limitados, mas podem surgir a partir do ruído gerado pelo movimento das pás. Além disso, a interferência eletromagnética nos sistemas de transmissão de dados (rádio, televisão, etc.) é possível. Adicionalmente, possíveis interferências em rotas de aves devem ser consideradas².

Como mencionado anteriormente, a atividade de projeto proposta consiste na implementação e operação do Projeto de Energia Eólica Renova LEN 11, constituído por nove novas instalações de geração de energia eólica (Ametista; Borgo; Caetité; Dourados; Espigão; Maron; Pelourinho, Pilões e Serra do Espinhaço) (Tabela 2), localizadas na microrregião de Guanambi, no Estado da Bahia, Brasil. A atividade do projeto empregará 133 turbinas eólicas de eixo horizontal, modelo GE 1.6xle, cada uma com 1,6 MW (capacidade nominal total: MW 212,8). A implementação física da atividade de projeto ainda não começou (implementação prevista para começar em março de 2013).

³ Empresa de Pesquisa Energética (EPE), *Fichas de Dados Eólicos*.

Tabela 2. Instalações da geração eólica Renova LEN 11³

Instalação	Turbinas Eólicas	Capacidade Instalada (MW)	Fator de Carga (%) ⁴	Geração de Eletricidade (MWh/ano)
Ametista	18	28,8	51,4	129.612
Borgo	12	19,2	53,4	89.863
Caetité	18	28,8	54,1	136.379
Dourados	18	28,8	48,5	122.419
Espigão	6	9,6	56,3	47.317
Maron	18	28,8	56,9	143.433
Pelourinho	14	22,4	56,5	110.923
Pilões	18	28,8	56,6	142.962
Serra do Espinhaço	11	17,6	53,0	81.728
TOTAL	133	212,8	53,9	1.004.636

Como mencionado anteriormente, a atividade de projeto é planejada para fornecer uma média de 1.004.636 MWh / ano de energia renovável para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Na linha de base¹, a eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido gerada pela operação de usinas conexas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos de margem combinada (MC). Assim, a atividade de projeto irá promover as reduções de emissões de GEE pela substituição da geração de eletricidade baseada em combustíveis fósseis que ocorreria de outra maneira.

A General Electric Company (GE) é um dos principais fornecedores de turbinas eólicas do mundo. Com mais de 16.500 instalações de turbinas eólicas em todo o mundo, o portfólio de produtos atual da GE Energy inclui turbinas eólicas com capacidade nominal variando de 1,5 MW a 4,1 MW e serviços de apoio que se estendem desde a assistência ao desenvolvimento até à operação e manutenção⁵.

A turbina eólica é uma lâmina tripla, disposta contra o vento, com o eixo horizontal da turbina eólica com um diâmetro de rotor de 100 m. O rotor da turbina e a nacela estão montados no topo de uma torre tubular chegando a altura do cubo do rotor a 80 m. A máquina emprega controle de guinada ativo (concebido para orientar a máquina com respeito à direção do vento), controle de inclinação da lâmina ativa (projetado para regular a velocidade do rotor da turbina) e um sistema de gerador / conversor de energia eletrônico⁶.

A síntese das características técnicas das turbinas eólicas GE é fornecida na Tabela 3.

⁴ Certificados Eólicos de Inova e Garrad Hassan.

⁵ GE Energy. *Turbinas Eólicas*. Disponível em: <http://www.ge-energy.com/products_and_services/products/wind_turbines/index.jsp>, acesso em 09/abr./2012.

⁶ GE Energy. *Documentação Técnica. Sistemas de Gerador de Turbina Eólica. GE 1.6xle – 50 Hz / 60 Hz. Descrição Técnica e Dados*. 2009.

Tabela 3. Especificações da turbina eólica GE 1.6xl⁶

Potência	1.600 kW
Diâmetro	100 m
Número de lâminas	3
Área varrida	5.346 m ²
Faixa de velocidade do rotor	9 – 18 rpm
Sentido de rotação	No sentido horário, olhando na direção do vento
Velocidade máxima de ponta	77, 2 m/s
Orientação	Contra o vento
Regulação de velocidade	Controle de passo
Freios aerodinâmicos	Empenamento completo

Possíveis interferências com o meio ambiente serão minimizadas através da adoção de medidas de mitigação e controle ambiental. Os aspectos ambientais da atividade de projeto são discutidos na Avaliação de Impacto Ambiental na atividade de projeto, resumida na Seção D.

As informações fornecidas acima demonstram que a atividade de projeto emprega tecnologia ambientalmente segura. Sem transferência de tecnologias e medidas e know-how a serem utilizados são fornecidos à parceira anfitriã.

A.4. Parceiros e participantes do projeto

Parceira envolvida (anfitriã) indica um parceiro anfitrião	Entidade(s) Privada(s) e/ou Pública(s) participantes do projeto (conforme o caso)	Indique se a parte envolvida pretende ser considerada participante do projeto (Sim / Não)
República Federativa do Brasil (anfitriã)	I. Renova Energia S.A.; II. WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda.	Não

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

Não há financiamento público envolvido nesta atividade de projeto.

SEÇÃO B. Aplicação de linha de base aprovada e metodologia de monitoramento selecionadas

B.1. Referência da metodologia

Metodologia de linha de base e monitoramento consolidada aprovada ACM0002 "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade a partir de fontes renováveis conectada ao *grid*" (versão 13.0.0). Esta metodologia também se refere às seguintes ferramentas:

- "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 03.0.0);
- "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 07.0.0);
- "Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar a adicionalidade" (versão 05.0.0);
- "Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou fuga da queima de combustíveis fósseis" (versão 02).

B.2. Aplicabilidade da metodologia

A atividade de projeto proposta consiste na instalação de geração de energia renovável conectada à rede de instalações em locais onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade de projeto (planta de raiz). Isto está de acordo com as condições de aplicabilidade ACM0002/Versão 13.0.0. Portanto, esta metodologia foi aplicada à atividade de projeto.

Além disso, a atividade de projeto preenche as condições remanescentes de aplicabilidade da ACM0002/Versão 13.0.0 das seguintes maneiras:

- "A atividade de projeto é a instalação (...) de uma usina / unidade de (...) energia eólica";
- A atividade de projeto *não* envolve:
 - A mudança de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia;
 - Usinas de energia a biomassa;
 - Usinas hidrelétricas.

B.3. O limite do projeto

A extensão espacial do limite do projeto inclui as usinas de projeto (constituídas por Ametista; Borgo; Caetitê; Dourados; Espigão; Maron; Pelourinho, Pilões e Serra do Espinhaço) e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual as usinas de projetos de MDL estão conectadas, ou seja, o SIN. As fontes e gases de emissão incluídos nos limites do projeto são apresentados a seguir.

Fonte	GEEs	Incluído?	Justificativa / Explicação	
LimhLimh	Emissões de CO ₂ provenientes da geração de eletricidade em combustíveis fósseis, usinas termelétricas, que são deslocadas devido à atividade de projeto	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissão
		CH ₄	Não	Menor fonte de emissão
		N ₂ O	Não	Menor fonte de emissão
Cenário do projeto	Para usinas de energia geotérmica, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos em vapor de energia geotérmica	CO ₂	Não	Não aplicável
		CH ₄	Não	Não aplicável
		N ₂ O	Não	Não aplicável
	Emissões provenientes da queima de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em usinas termossolares e usinas de energia geotérmica de CO ₂	CO ₂	Não	Não aplicável
		CH ₄	Não	Não aplicável
		N ₂ O	Não	Não aplicável
	Para usinas hidrelétricas, as emissões de CH ₄ do reservatório	CO ₂	Não	Não aplicável
		CH ₄	Não	Não aplicável
		N ₂ O	Não	Não aplicável

Um diagrama de fluxo dos limites do projeto, delineando fisicamente a atividade de projeto e representando fontes de emissão e gases incluídos no limite do projeto e as variáveis de monitoramento, é mostrado na Figura 2.

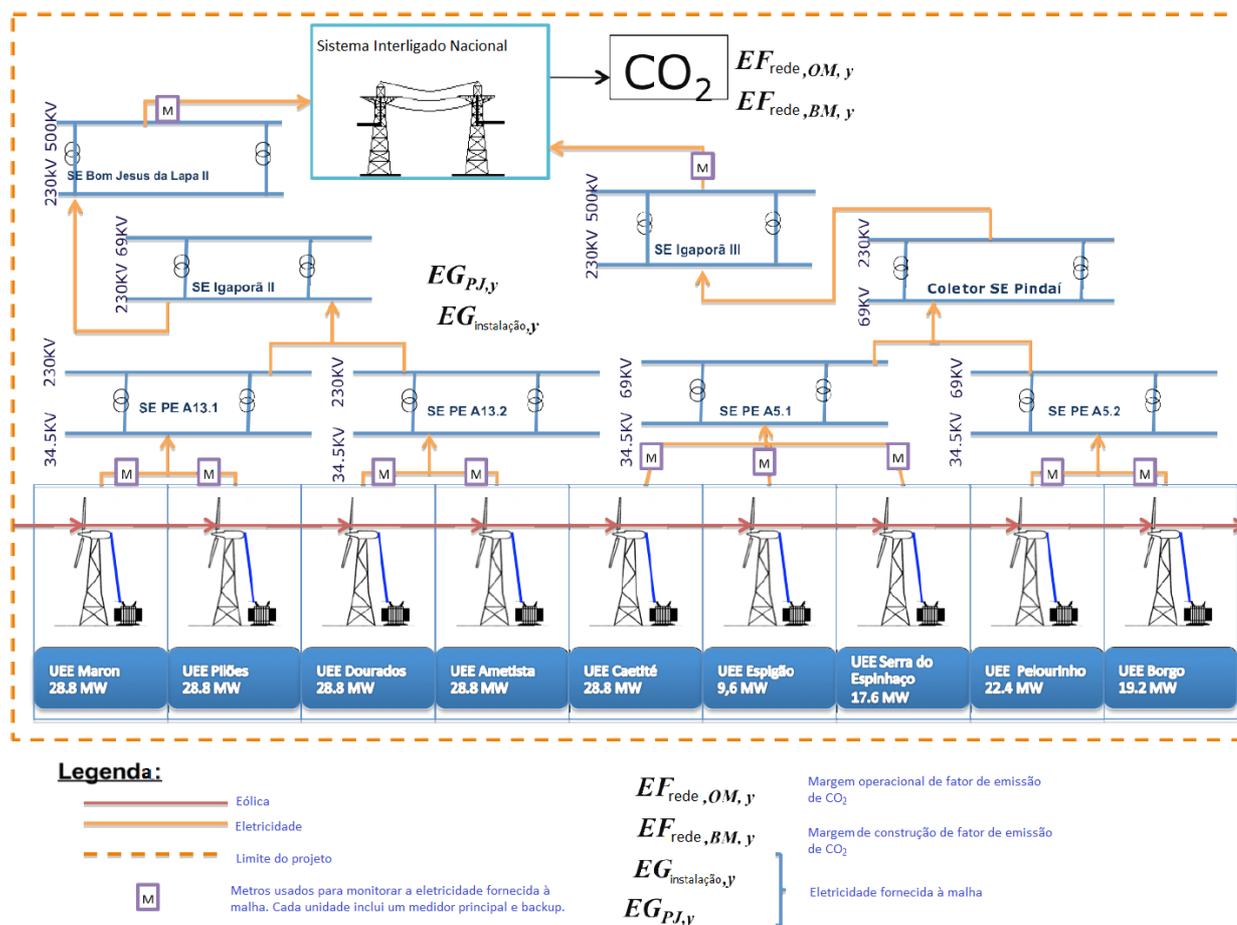


Figura 2: Limite do projeto

B.4. Estabelecimento e descrição do cenário de referência

Conforme a ACM0002/Versão 13.0.0, uma vez que a atividade de projeto é a instalação de uma nova rede conectada de unidade/ usina de energia renovável, o cenário básico é o seguinte:

"A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos de margem combinada (MC) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade".

B.5. Demonstração da adicionalidade

Demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL

De acordo com as "Diretrizes para a demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL" (Versão 4 - Anexo 13/EB62), "para atividades de projeto com data de início em ou após 02 de agosto de 2008, o participante do projeto deve informar à agência reguladora anfitriã e secretariado da UNFCCC por escrito o início da atividade de projeto e sua intenção em buscar o status de MDL".

Os participantes do projeto informaram a agência reguladora (ANEEL) e o secretariado da UNFCCC o início da atividade de projeto e sua intenção em buscar o status de MDL. Essa notificação foi feita dentro de seis meses da data de início da atividade de projeto e continha uma breve descrição da atividade de projeto e a localização geográfica exata das plantas do projeto. As notificações, utilizando o formulário



padronizado Consideração F-MDL-Prioritário, foram enviadas para a agência reguladora brasileira em 13/02/2012 e para o Secretariado da UNFCCC em 09/02/2012, e o recebimento de tais documentos foi confirmado.

Os benefícios do MDL foram seriamente considerados na decisão de prosseguir com a atividade de projeto de "Status de MDL".

A fim de fornecer informações sobre a consideração dos benefícios do MDL pela Renova Energia sobre a implementação do projeto, o seguinte cronograma mostra os principais marcos:

Tabela 4. Cronograma de Atividades do Projeto

Data (dd/mm/aa)	Descrição do evento	Observação
23/06/2010	O Estatuto Social da Renova Energia S.A. afirma que os créditos de carbono fazem parte do objeto da empresa.	O Estatuto Corporativo Estatuto da Renova Energia S.A. determina que os créditos de carbono são parte do objeto da empresa. Assim, a geração de RCE (redução certificada de emissão) pela atividade do projeto foi tido em conta quando a decisão de investimento foi feita e está de acordo com a finalidade da empresa.
08/08/2010	A Emissão da Licença Ambiental para todos os parques eólicos incluída na atividade de projeto.	As licenças ambientais foram enviadas ao Departamento de Energia a fim de demonstrar que a atividade de projeto é consistente com as leis obrigatórias.
17/08/2011	Memorando de Entendimentos (M.E.) assinado pelo Participante do Projeto (Renova Energia S.A) e o fornecedor de aerogeradores (General Electric) para a atividade de projeto.	O M.E. foi enviado para o Departamento de Energia durante a validação da atividade de projeto. Esta data é a mais conservadora, a ser considerada a Decisão de investimento a fazer da Atividade de Projeto. De acordo com o Memorando de Entendimentos assinado com a General Electric, se o participante do projeto for bem sucedido em sua participação no Leilão das Eólicas e os assine o PPA [Projeto para atividade de projeto], o comprador e o vendedor concordam em entrar (ou, no caso de o comprador, para fazer com que cada um de suas afiliadas entre) em um ou mais contratos para o fornecimento de aerogeradores (o principal componente do total de investimentos necessários).
17/08/2011	Leilão Brasileiro de Energia Nova (12º Leilão de Energia Nova - Leilão nº 02/2011).	Realização do Leilão de Energia 2011 de Novos Empreendimentos A-3, no qual as 9 instalações de geração de energia elétrica tiveram sua energia contratada.
09/02/2012	Consideração prévia da Atividade de Projeto. Data em que o Participante do Projeto enviou o formulário de notificação à UNFCCC e à agência reguladora brasileira.	A data é fornecida no site da UNFCCC.
13/06/2012	DDP (Documentos de desenho do projeto) publicados para os participantes globais - Consulta - UNFCCC.	O DDP é público disponível no website do UNFCCC.
08/08/2012	Contrato para a venda equipamentos e serviços	O acordo foi enviado ao Departamento de Energia durante a validação da atividade de projeto. Esta



	relacionados à geração de energia assinado pelo Participante do Projeto (Renova Energia SA – Usina de Borgo) e o fornecedor de geradores de turbina eólica (General Electric) para a atividade de projeto.	data é a mais conservadora a ser considerada a data de início da atividade de projeto, por ser a primeira data em que o participante do projeto comprometeu com as despesas.
01/03/2013	Data em que a construção física dos parques eólicos vai começar.	As fichas PEE (período estendido de elegibilidade) foram enviadas para o Departamento de Energia para evidenciar esta informação.
01/03/2014	Início da operação comercial dos parques eólicos.	As fichas PEE foram enviadas para o Departamento de Energia para evidenciar esta informação.

Evidências documentais dessas notificações foram disponibilizadas para o Departamento de Energia durante a validação.

Demonstração e avaliação da adicionalidade

Conforme a ACM0002/Versão 13.0.0, a adicionalidade da atividade de projeto deve ser demonstrada e avaliada usando a versão mais recente da "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade". Como descrito mais tarde, a atividade de projeto TIR é inferior ao índice de referência, portanto, os benefícios do MDL foram considerados seriamente necessários na decisão de empreender a atividade de projeto. Além disso, as RCEs são um bem social objeto da Renova Energia, como evidenciado em seu Estatuto Social.

Passo 1: Identificação de alternativas à atividade de projeto consistentes com as leis e regulamentos

Subpasso 1a: Definir alternativas à atividade do projeto:

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

- A atividade de projeto realizada sem ser registrada como atividade de projeto do MDL;
- A continuação da situação atual (sem atividade de projeto realizada).

Resultado do subpasso 1a: dois cenários alternativos realistas e confiáveis foram identificados.

Subpasso 1b: Consistência com leis e regulamentos obrigatórios:

Todas as alternativas identificadas estão em conformidade com as leis e regulamentos.

Resultado da etapa 1b: ambos os cenários identificados estão em conformidade com a legislação obrigatória e regulamentos, tendo em conta a legislação brasileira e decisões do CE [Conselho Executivo] em nível nacional e / ou políticas setoriais e regulamentos.

Passo 2: Análise de Investimento

A análise de investimento determina se a atividade de projeto não é economicamente ou financeiramente viável, sem a receita da venda das reduções certificadas de emissões (RCEs).

A análise de investimento foi conduzida de acordo com a "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade "(versão 07.0.0) e as" Orientações para a Avaliação da Análise de Investimento "(versão 05). Portanto, serão realizadas as seguintes subetapas:

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado:

A atividade de projeto gera outros rendimentos além da renda do MDL, portanto uma simples análise de custos não pode ser aplicada. A análise de comparação de investimento não é usada como não há nenhuma evidência de que o cenário proposto de referência deixe aos proponentes do projeto outras opções a não ser fazer um investimento para fornecer o mesmo produto ou serviço (ou substituto). Assim, a análise de referência (Opção III) será utilizada.

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

Identificação do indicador financeiro

O método da Taxa Interna de Retorno do Acionista (TIR do Acionista) foi considerado como o mais adequado, uma vez que é o mais adequado para o tipo de projeto e contexto de decisão. A TIR do Acionista real foi o indicador financeiro com base na qual o desenvolvedor do projeto tomou a decisão de investimento.

Identificação do ponto de referência [benchmark]

O custo do capital próprio (Ke), calculado em termos reais, foi definido como o ponto de referência de acordo com as "Orientações sobre a Avaliação da Análise de Investimento" (versão 05), parágrafo 12: "Os retornos obrigatórios / esperados sobre o capital próprio são os parâmetros adequados para uma TIR do Acionista".

O Ke real foi calculado usando o Modelo de Precificação de Ativos de Capital (MPAC / CAPM), um modelo de precificação amplamente utilizado em finanças, conforme descrito abaixo. Os dados utilizados estão disponíveis ao público e suposições, fontes e passos do cálculo utilizados no desenvolvimento de referência encontram-se descritos em pormenor nos documentos disponibilizados durante a validação.

O Ke real foi calculado de acordo com a Equação (1):

$$(1) \quad Ke = Rf + \beta (rm-rf)^7$$

Onde:

Rf = taxa livre de risco (%) Dados utilizados: rendimentos das Obrigações de Longo Prazo do Tesouro brasileiro (tipo NTN-B), em termos reais, do ano de 2006 (de agosto a dezembro), 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011 (de janeiro a julho), tendo em conta a data de decisão de investimento pelo proprietário do projeto⁸.

⁷ Todas as fórmulas utilizadas no Modelo de Precificação de Ativos de Capital – equações (1), (2), (3) e (4) – estão disponíveis ao público em documentos e relatórios, como <http://www.abce.org.br/downloads/ingleswacc.PDF>.

⁸ Uma série histórica de 5 anos foi usada para calcular o valor de referência (entre agosto de 2006 a julho de 2011), com a intenção de refletir as expectativas existentes no mercado brasileiro no momento da decisão de investimento (agosto 2011). O período utilizado é considerado adequado pois períodos mais curtos poderiam ter influenciado os resultados para a conjuntura econômica de curto prazo em detrimento da estrutura econômica de médio a longo prazo, enquanto que períodos mais longos somariam estruturas macroeconômicas e regimes regulatórios substancialmente diferentes, também, potencialmente, adicionando alta volatilidade para o cálculo e desvios tendenciosos nos resultados. Além disso, visto que séries históricas mais longas não podem ser consideradas apropriadas, porque elas podem não refletir com precisão o ambiente econômico da decisão de investimento, adotar períodos mais curtos no cálculo da referência não é considerada uma abordagem conservadora por causa da recente ocorrência de uma crise econômica mundial desde 2008 e 2009, o que afetou as linhas de ação e os resultados dos países. Embora o Brasil não tenha sofrido consequências na mesma magnitude que os países desenvolvidos, usando dados pontuais poderiam ser desviadas as condições brasileiras no médio prazo. Ademais, dados históricos de longo prazo nos retornos das Notas do Tesouro Brasileiro (tipo NTN-B, com data de vencimento em 15/mai./2015), adotados como taxa livre de risco no cálculo do MPAC/CAPM, estão disponíveis a partir 12/abr./2006 em diante, refletindo a data de início da transação do título. Isso é um bom exemplo de que os mercados domésticos têm tido crescente liquidez, uma vez que os títulos do governo podem ser comprados diretamente pelos proponentes do projeto.

Justificativa: Os governos controlam a impressão de moeda corrente, o que reduz a probabilidade de inadimplência, aproximando-se de um conceito de ativo livre de risco. O título do Tesouro utilizado é o NTN-B (com data de vencimento: 15/mai./2035), que é um vínculo de longo prazo que reflete um horizonte comparável a um investimento em um projeto de energia eólica no Brasil.

Fonte: Disponível Publicamente - Tesouro Nacional do Brasil: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/;

β = Risco de investimento comparado ao mercado (sem dimensão). Estima-se como um proxy e mensurado como a sensibilidade dos retornos do ativo com os retornos de mercado calculados através da Equação (2);

R_m = Retorno esperado de um ativo de risco (retorno de mercado) (%). Os dados utilizados: Índice de Retorno Diário da Bovespa dos anos de 2006 (de agosto a dezembro), 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011 (de janeiro a julho). Justificativa: De acordo com o website da BMF & Bovespa: "O Índice Bovespa é o principal indicador do desempenho médio das cotações do mercado de ações brasileiro. A relevância do Ibovespa vem de dois fatos: ele reflete a variação das ações da BMF & BOVESPA mais negociadas e tem tradição, pois o índice manteve a integridade de sua série histórica e não sofreu mudança metodológica desde a sua criação em 1968.". Por isso, é um índice confiável para refletir retornos sobre os ativos de risco (retorno de mercado). Fonte: publicamente disponível - BMF & BOVESPA: <http://www.bmfbovespa.com.br>;

Nota: Para se obter as taxas de retorno de mercado (R_m) em termos reais, foi utilizada a equação de Fisher: $R_{mReal} = [(1 + Nominal R_m) / (1 + Taxa de inflação)] - 1$. O índice de inflação utilizado é o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), que é a taxa mais consistente, uma vez que é o índice de inflação homóloga dos preços da energia ajustados e o tipo de inflação usado para calcular o rendimento nominal de títulos públicos NTN-B.

R_i = Retorno Esperado sobre um ativo do Setor de Energia (%) Dados utilizados: Índice de Retorno Diário de Energia Elétrica da BMF & Bovespa dos anos de 2006 (de agosto a dezembro), 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011 (de janeiro a julho). Justificativa: De acordo com a "Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade", Subpasso 2b, § 5 °:" Ao aplicar a Opção II ou a Opção III, a análise financeira / econômica deve basear-se em parâmetros que são padrão no mercado, considerando as características específicas do tipo de projeto, mas não ligada à expectativa subjetiva de rentabilidade ou perfil de risco de um determinado desenvolvedor do projeto ". O Índice de Energia Elétrica da BMF & Bovespa (IEE) satisfaz como essa ferramenta de adicionalidade aplicável, uma vez que, de acordo com a BMF & Bovespa, o índice tem "a finalidade de fornecer uma segmentada visão do desempenho do mercado de ações. Elas são compostas pelas mais significativas empresas de capital aberto de setores econômicos específicos, representando o desempenho agregado do setor considerado ". Fonte: publicamente disponível - BMF & BOVESPA: <http://www.bmfbovespa.com.br>;

Nota: Todos os dados relativos ao ano de 2011 consideram o período de 01/jan. a 31/jul. a fim de refletir a informação disponível à data da decisão de investimento da atividade de projeto em agosto de 2011

$$(2) \quad \beta = \frac{Cov(R_i, R_m)}{\sigma^2_m}$$

Onde:

$Cov(R_i, R_m)$ = Covariância do retorno do ativo (R_i) e o retorno de mercado (R_m) (pontos percentuais);

σ^2_m = Variância do retorno de mercado (pontos percentuais).

A equação (2), que divide a covariância dos retornos diários do Índice de Energia Elétrica da BMF & Bovespa e os retornos diários do Ibovespa pela variância dos retornos diários do Índice Bovespa, os rendimentos $\beta_{IEE} = 0,40$. No entanto, como o β_{IEE} refere-se a empresas que realizam a mesma atividade como atividade de projeto, ele precisa

ser ajustado para refletir a alavancagem específica proposta para o Complexo Eólico Renova LEN 11. Ele envolve o cálculo da alavancagem e de um β (re) alavancado através das equações (3) e (4), respectivamente.

$$(3) \beta_{\text{desalavancado}} = \frac{\beta_{IEE}}{\left[\frac{W_{dIEE}}{W_{eIEE}} \times (1 - \text{imposto de renda}) \right]}$$

Onde:

β_{IEE} = β calculado através da Equação (2) (sem dimensão);
 W_{dIEE} = dívida na estrutura de capital das empresas IEE (%);
 W_{eIEE} = equidade na estrutura de capital das empresas IEE (%);
Imposto de renda = Taxa de imposto de renda pelo regime de lucro real.

A equação (3) subtrai de β_{IEE} o percentual de risco relacionado com a estrutura de capital de empresas que fazem parte do Índice de Energia Elétrica (IEE). Além disso, ela anula os efeitos de tributação aplicados a estas empresas (regime fiscal de lucro real, em que uma taxa de imposto de renda de 34% é aplicada à receita bruta das empresas)⁹

O resultado ($\beta_{\text{desalavancado}}$) é um valor que não leva em conta a alavancagem e que não é inclinado para as condições de grandes empresas e as financeiramente estruturadas de forma diferente.

$$(4) \beta_{\text{alavancado}} = \beta_{\text{desalavancado}} \times \left(1 + \frac{W_d}{W_e} \right)$$

Onde:

W_d = dívida na estrutura de capital da atividade de projeto (%);
 W_e = Capital próprio na estrutura de capital da atividade de projeto (%).

A equação (4) incorpora o risco relacionado com a estrutura de capital que será realmente usada na atividade de projeto. A percentagem considerada é de 63,5%¹⁰, que corresponde à média de alavancagem renovável para projetos de energia financiados pelo BNDES, de acordo com a apresentação BNDES, a partir de agosto de 2011. Como resultado, $\beta_{\text{alavancado}}$ é o valor que reflete o risco de investimento em relação ao mercado de uma forma mais precisa.

ii) Índice de referência estabelecido

A taxa de retorno exigida / esperada descrita e calculada na planilha "Benchmark_RenovaLEN11.xls" e reproduzida abaixo é $K_e = 14,75\%$ a.a em termos reais (Tabela 5). Este é o índice de referência definido para avaliar a adicionalidade da atividade de projeto e será utilizado na comparação com a TIR.

Tabela 5: Premissas e resultados do CAPM/MPAC

Ano	R_f	Meses	Beta	R_m	$R_m - R_f$
2011 (jan. a jul.)	5,94%	7	1,11	-27,71%	-33,66%
2010 (jan. a dez.)	6,13%	12		-4,59%	-10,72%
2009 (jan. a dez.)	6,67%	12		75,11%	68,44%
2008 (jan. a dez.)	7,19%	12		-44,50%	-51,69%
2007 (jan. a dez.)	6,66%	12		37,52%	30,86%

⁹ A razão pela qual a taxa de imposto de renda tem sido considerada na Equação (3), mas não na Equação (4), consiste na diferença entre o lucro real e regimes de tributação por Lucro Presumido. Porque as empresas em regime de lucro real pagam imposto de renda com base no lucro real obtido, e despesas financeiras (pagamento de juros e amortização da dívida) são dedutíveis para essas empresas. Por outro lado, sob o regime de lucro presumido, o imposto de renda é calculado sobre a receita das empresas. Portanto, o pagamento de despesas financeiras não afeta a base tributária dessas empresas. A fim de refletir a inexistência desse benefício fiscal para as empresas em regime de lucro presumido, o termo *(1 - Imposto de Renda)* não foi incluído quando da realavancagem Beta (Equação (4)).

¹⁰ BNDES, *Apresentação sobre o apoio dos Bancos para projetos de energia renovável*. Disponível em <<http://www.fiesp.com.br/energia/pdf/tema6-painel2-antonio-andrada-tovar.pdf>>, acesso em: 06/fev./2012.



2006 (ago. a dez.)	7,99%	5		53,92%	45,94%
Média	6,69%	-	-	-	7,28%
k_e (em termos reais)	14,75%				
W_e	36,50%				
W_d	63,50%				

Subpasso 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros:

A análise financeira detalhada é fornecida na planilha eletrônica anexada "Renova Financial Analysis_v05.xlsx", onde uma descrição completa de todas as variáveis e pressupostos está disponível. As "Orientações sobre a Avaliação da Análise de Investimento" (versão 05) foram exaustivamente observadas na elaboração da análise financeira cujos resultados são apresentados abaixo.

Premissas e cálculo da TIR:

A geração de eletricidade:

As 9 usinas eólicas têm uma capacidade nominal instalada de 212,8 MW. No momento da decisão do investimento, o montante anual de energia estimada a ser gerada pelas nove usinas era 1.004.636 MWh¹¹ ou 114.68MW no cenário P50¹².

Tarifa de energia elétrica:

O preço da eletricidade considerado na análise foi obtido a partir dos resultados da 12ª. Leilão Brasileiro de Energia Nova (Leilão n° 02/2011). Levando-se em conta o Complexo Eólico todo, o preço da eletricidade é igual a R\$ 100,89/MWh.

Despesas de Capital:

Os principais itens de capital da atividade de projeto são os aerogeradores, a serem fornecidos pela GE. Tais despesas são comprovadas pelo Memorando de Entendimento (M.E.) assinado entre a GE e o desenvolvedor do projeto em 17/ago./2011. De acordo com o capítulo 2.1 do referido Memorando de Entendimento, as despesas de capital são da ordem de R\$ 3.681.000 por aerogerador. Os outros itens menores de despesas de capital correspondem aos gastos ambientais e custos com engenharia e instalação de parques eólicos (BOP – *Balance of plant [balanço de planta]*).

¹¹ A geração de energia elétrica e dos fatores de plantas utilizados na data de decisão de investimento foram obtidos a partir dos certificados de geração de energia de Inova e Garrad Hassan.

¹² De acordo com as regras do 12º Leilão de Energia Nova estabelecido pela ANEEL, a diferença entre o valor de energia efetivamente gerada pelas usinas e a quantidade de energia vendida no leilão é calculada no final de cada um dos quatro anos. No caso da geração de energia ser maior do que a energia vendida no Leilão, o vendedor pode receber o mesmo preço por cada MWh da quantidade de energia excedente que se enquadre no limite de tolerância de 30% da energia vendida. Esse pagamento é realizado nos 24 meses que se sucedem a 4º. período do ano em que o equilíbrio foi calculado. Para cada MWh da quantidade de energia que supere o limite de 30% da energia vendida, o vendedor pode receber 70% do preço do Leilão. Este pagamento é realizado nos 12 meses que sucedem o período de 4 anos para o qual o equilíbrio foi calculado. Detalhes sobre esta metodologia podem ser encontrados em: Rego, EE 2012. Proposta de Aperfeiçoamento da Metodologia dos Leilões de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado: Aspectos conceituais, Metodológicos e suas aplicações. PhD Thesis. Universidade de São Paulo, Brasil. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Tese_Erik_Eduardo_Rego.pdf>, acesso em: 06/mar./2013.



Operação e Manutenção (O & M):

O valor de O & M é correspondente a R\$ 5.000 por turbina no primeiro ano do contrato, de R\$ 10.000 por turbina no segundo ano do contrato e R\$ 62.000 por turbina por ano a partir do terceiro ano em diante (Evidenciado pelo Memorando de Entendimento com a GE).

Custos de transmissão:

Os valores da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), que se referem aos custos de transmissão da rede, foram obtidos a partir da Resolução Homologatória n° 1.179 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de 18 de julho de 2011. A tarifa incide sobre a potência instalada do projeto e será atualizada para em conta a inflação de cada ciclo tarifário. Além disso, o projeto se enquadra nas condições apresentadas pela Lei n° 9.427, artigo 26, § 1º, de 26/dez./1996.

Políticas nacionais e / ou setoriais:

De acordo com o Subpasso 2c da "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" no cálculo do indicador financeiro adequado da atividade de projeto se "incluem todos os custos relevantes (Inclusive, por exemplo, o custo de investimento, as operações e os custos de manutenção), e as receitas (excluindo receitas de RCEs, mas possivelmente incluindo, entre outros, os subsídios / incentivos fiscais¹³, a APD, etc., onde aplicável), e, se for o caso, o custo não mercantil e benefícios no caso dos investidores públicos se for prática padrão para a seleção de investimentos públicos no país de acolhimento". Quanto aos "Esclarecimentos sobre a consideração da legislação nacional e / ou as circunstâncias e políticas setoriais nos cenários da linha de base"(versão 2), "(b) as políticas nacional e / ou setoriais ou os regulamentos que dão vantagens setoriais comparativas para tecnologias menos intensivas em emissões em relação às tecnologias mais intensivas em emissões (por exemplo, subsídios públicos para promover a difusão de energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética)", são considerados um tipo de política de comércio eletrônico. Se este tipo de política vem sendo implementado desde a adoção pela COP do MDL M & P (decisão 17/CP.7, de 11 de novembro de 2001), ela não precisa ser levada em conta.

Considerando esses esclarecimentos ao Conselho Executivo, a seguinte política setorial específica foi implementada no Brasil, a fim de fornecer incentivos para a implementação e difusão de usinas de energias renováveis:

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

Um dos custos associados à operação de usinas no Brasil refere-se à transmissão e distribuição da energia elétrica gerada pelas usinas. De forma a induzir a implementação de usinas de energia renováveis por parte do setor privado, o governo brasileiro criou um incentivo específico relacionado com os custos de transmissão para os diferentes tipos de usinas.

O incentivo mencionado criado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) determina um política setorial de redução de 50% nas tarifas pelo uso dos sistemas elétricos de transmissão e sistemas de distribuição, de aproveitamentos hidrelétricos e para aqueles com base em energia solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, onde a potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW. Este benefício foi criado em 26/dez./1996, pela Lei n° 9.427, onde se determinou que a ANEEL deveria estipular uma redução não inferior a 50% sobre as tarifas de transmissão.

¹³ Ver orientação CE [do Conselho executivo] sobre a consideração de políticas e medidas nacionais / locais / setoriais para a definição da linha de base.



A Resolução Normativa n^o 77¹⁴, emitida em 18/ago./2004, estabelece os procedimentos relacionados com a redução da tarifa. A Resolução Normativa n^o 271¹⁵, de 3/jul./2007 atualiza o texto definido pela Resolução Normativa N^o 77 e cita a Lei n^o 11.488 de 15/jun./2007, que estende aos projetos de geração tipificados acima a redução da TUST. Como descrito acima, esse tipo de política não precisa ser levado em conta no cálculo do indicador financeiro da atividade de projeto se ele foi criado após a aprovação do MDL M & P. Considerando-se isto, o desconto da tarifa de transmissão (TUST) não foi levado em conta no cálculo do indicador financeiro adequado – TIR do Acionista.

Custos regulatórios:

O valor da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), que foi criada pela Lei n^o 9.427, de 26/nov./1996, cujo cálculo e regras de coleta foram definidos pelo Decreto da Presidência da República n^o 2.410, de 28/nov./1997, é equivalente a 0,5% do Benefício Econômico Típico Unitário anual – R\$ 385,73 por KW instalado – de acordo com o Dispositivo no. 4.080 da ANEEL, de 27/dez./2010 .

Arrendamento de terras:

As despesas relacionadas ao arrendamento de terra correspondem a R\$ 5.500,00 por turbina por ano, como evidenciado pelos instrumentos particulares de cessão de direito de uso da superfície para a instalação e operação de usinas de energia eólica, firmados entre o proponente do projeto e os proprietários de terras.

Custos de gestão:

Os custos de gestão anuais foram estimados em um valor fixo no momento da decisão do investimento e estão de acordo com as informações disponíveis para uma empresa de capital aberto, focada em projetos de energia eólica.

Estrutura financeira:

Até o momento da decisão de investimento, a captação de recursos por meio de uma linha de crédito do BNDES foi considerada como dentro de seus termos padrão para instalações de parques eólicos. Os termos refletem a expectativa dos tomadores de decisão e estão de acordo com as condições estabelecidas pelo BNDES para projetos de energia eólica, de acordo com informações coletadas no site do BNDES.

Impostos:

De acordo com os artigos 516 a 528 do Regulamento do Imposto de Renda (Decreto n^o 3.000, de 1999), a Lei 9.249, de 1995, a Lei 9.430, de 1996, e a Lei 10.637, de 2002, as empresas podem submeter-se ao regime de lucro presumido (que é um regime simplificado de imposto de renda), enquanto sua receita bruta não for superior a R\$ 48.000.000,00 / ano. As receitas projetadas de cada usina não excedem o limite estabelecido. Assim, todas as nove usinas do Complexo Eólico Renova LEN 11 foram consideradas como sendo elegíveis para o regime de lucro presumido.

De acordo com este regime de tributação, a alíquota do imposto de renda de 15% é cobrada sobre o lucro presumido de 8%, de acordo com o Decreto-Lei 1.598, de 1977, e as Leis 9.249, de 1995, e 9.430, de 1996.

¹⁴ Resolução Normativa n^o 77 emitida em 18/ago./2004 pela ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004077.pdf>.

¹⁵ da Resolução Normativa n^o 271 emitida em 03/Jul/2007 pela ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007271.pdf>.



Portanto, o imposto de renda não incide sobre o lucro real das empresas sob este regime¹⁶. De acordo com a mesma lei, uma taxa de imposto de renda adicional de 10% é cobrada sobre os lucros assumidos que excederem a R\$ 240.000,00 por ano.

Ainda de acordo com o regime de tributação do lucro presumido, a taxa de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) é igual a 9% e incide sobre 12% da receita bruta, de acordo com as Leis 9.430, de 1996 e 10.637, de 2002. O PIS e a Cofins correspondem a 3,65% da receita bruta, de acordo com as Leis 10.637, de 2002 e 10.833, de 2003.

Período de análise:

Como uma hipótese conservadora de acordo com as "Diretrizes para a Avaliação da Análise de Investimento" (versão 05), parágrafo 3 e o tempo de vida operacional dos aerogeradores, o período de análise foi considerado o período de tempo entre a data da decisão de investimento e a conclusão de 20 anos após o início da operação das usinas.

Resultado:

Após a aplicação dos pressupostos enumerados acima e outros descritos na planilha de análise financeira, a TIR do Acionista é de 10,15% a. a. em termos reais.

Comparação entre a TIR do Acionista e a taxa de referência:

De acordo com a Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, Subpasso 2c, parágrafo 34.

(B): "O benchmark financeiro, se a Opção III (análise de benchmark) for usado. Se a atividade de projeto de MDL tem um indicador menos favorável (por exemplo, menor TIR) do que o benchmark, então a atividade de projeto de MDL não pode ser considerada como financeiramente atraente".

Assim, sem as receitas do MDL, o projeto de MDL proposto não é financeiramente viável, isto é, a TIR do Acionista de 10,15% a. a. é menor do que a referência de 14,75% a. a.

TIR do Acionista de 10,15% a. a. < Taxa de referência de 14,75% a. a.

Subpasso 2d. Análise de sensibilidade:

A análise de sensibilidade foi realizada para a atividade de projeto, a fim de demonstrar que a conclusão quanto à falta de atratividade financeira é resistente a variações razoáveis nos pressupostos críticos. As variáveis que constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais foram sujeitas à variação razoável. As variáveis submetidas à análise de sensibilidade foram:

- Tarifa;
- Operação e Manutenção (O & M);
- Dispendios de capital (CAPEX);
- Geração de energia.

¹⁶ Como por regime de lucro presumido, o imposto de renda é calculado sobre um lucro presumido (calculado como um percentual da receita), e não sobre o lucro real da empresa. Por causa disso, a depreciação não foi considerado no modelo (que deveria ter sido considerado no caso de lucro real tinha sido calculado). No entanto, as taxas de empréstimo e outros custos financeiros são incluídos no modelo, porque TIR (o indicador financeiro escolhido para demonstrar a adicionalidade do projeto) leva em conta o financiamento concedido pelo BNDES para o projeto.

Os resultados obtidos através de + 10% e -10% e as variações dos parâmetros acima são apresentados na Tabela 6 abaixo.

Tabela 6: Análise de sensibilidade - + 10% de variações.

Parâmetro	+/- 10% de Variação	Resultado obtido	TIR do Acionista Original
Tarifa	+ 10%	13,29%	10,15%
O & M	- 10%	10,45%	
CAPEX	- 10%	12,74%	
Geração de energia	+ 10%	11,73%	

Além disso, uma análise de ponto de equilíbrio foi fornecida, a fim de mostrar a variação necessária para a TIR do Acionista alcançar o benchmark. Os resultados obtidos e uma discussão sobre estes valores são apresentados na Tabela 7 abaixo.

Tabela 7: Análise de sensibilidade considerando as variações requeridas para alcançar o *benchmark*.

Parâmetro	Variação requerida para alcançar o <i>benchmark</i>
Modelo MPAC/CAPM de “benchmarking”	14,75%
CAPEX	- 16,68%
O & M	100% de redução nos resultados dos custos de O & M em uma TIR igual a 13,07%
TARIFA	+ 14,74%
Geração de energia	+ 31,46%

Receitas (Tarifa)

Seria preciso um aumento de 14,74% na receita do projeto para a taxa interna de retorno atingir o benchmark estabelecido. No entanto, os fatos de que o preço pelo qual as usinas do Complexo Eólico Renova LEN 11 vão vender a energia gerada já está determinado e de que os reajustes de preços já estão contempladas no modelo financeiro representam uma forte evidência contra tal possibilidade.

De acordo com o artigo 5.3 do anexo II do Edital do 12 ° Leilão Brasileiro de Energia Nova (Leilão n ° 02/2011)¹⁷, o vendedor de energia elétrica (neste caso, os empresários da atividade de projeto) é responsável por pagar as perdas elétricas verificadas a partir do ponto de interligação da rede do parque eólico para o ponto central (Centro de Gravidade) do correspondente submercado do SIN. Para permitir o conservadorismo da análise de investimentos, essas perdas que impactam as receitas da atividade de projeto (mas não impactam as reduções de emissões, uma vez que estas perdas ocorrem entre o ponto de interligação da rede e o ponto central do submercado da rede) não foram levadas em conta no cálculo da TIR do Acionista da atividade de projeto. Deduzir as perdas elétricas da geração de energia representaria uma redução do fator de capacidade. Por isso, isso levaria a uma redução das receitas da atividade de projeto. A existência destas perdas (que tendem a ser equivalentes a 2,2% da energia gerada, de acordo com o Relatório Anual de 2011 da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica brasileira – CCEE)¹⁸ confirma o conservadorismo da análise de investimento e reduz as probabilidades de que as receitas do projeto vão aumentar e que a TIR do Acionista atingirá o benchmark.

¹⁷ Anexo II - Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado Brasileiro (CCEAR por disponibilidade). Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO2-CCEAR_disp_eolica_fechamento_AP%20VF.pdf (referência: PPA_12thAuctionNewEnergy), acesso em 09/jan./2012.

¹⁸ Relatório CCEE de Informações ao Público. Disponível em: < http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Relatorios_Publico/relatorio_anual_2011.pdf>, acesso em 01/mar./2013.



Operação e manutenção (O & M)

A redução de 100% nos custos de O & M resulta em uma TIR igual a 13,07%. No entanto, a proposta comercial de custos de operação e manutenção de aerogeradores, que representam uma grande parte das despesas globais do projeto, já contempla descontos acordados entre o desenvolvedor do projeto e a GE durante o leilão. Despesas operacionais também englobam arrendamento de terras e custos regulatórios, que dificilmente seriam diminuídos em termos reais durante o período analisado. Assim, uma alta variação das despesas operacionais não constituiria um cenário plausível para o projeto.

Despesas de capital (CAPEX)

Para que a taxa interna de retorno da atividade de projeto alcançasse a taxa de referência, seria necessária uma redução de 16,68% nas despesas de capital, ou seja, o investimento em aerogeradores e (BOP – *Balance of plant [balanço de planta]*). Isso seria uma variação pouco provável, tendo em conta que as propostas comerciais dirigidas ao desenvolvedor do projeto por parte dos fornecedores já contempla descontos acordados pelas partes durante o leilão.

A análise de sensibilidade mostra que a análise de investimentos fornece um argumento válido a favor da adicionalidade da atividade de projeto proposta, uma vez que suporta consistentemente, para uma série de pressupostos realistas, a conclusão de que a atividade de projeto sem os rendimentos de RCEs é improvável que seja financeiramente / economicamente atraente.

Geração de Energia

A fim de que a taxa interna de atividade de projeto voltasse à taxa de referência, seria necessário aumentar em 31,46% a geração de energia. A estimativa de geração de energia considerou o cenário P50 das certificações eólicas para todos os nove parques eólicos na atividade de projeto, por isso é pouco provável que, nas mesmas condições, a geração de energia possa ser 31,46% superior ao valor considerado.

Resultado da etapa 2: após a análise de sensibilidade, conclui-se que a atividade de projeto de MDL proposta é improvável que seja financeiramente / economicamente atraente.

Passo 3: Análise de barreiras

Este passo não foi aplicado.

Passo 4: Análise de prática comum

Há 90 usinas eólicas operacionais no Brasil, somando 1,96 GW de capacidade instalada, o que representa 1,6% do total da capacidade instalada no país (Tabela 8).

Tabela 8: Empreendimentos de produção de eletricidade em operação no Brasil.

Tipo	Unidades	Capacidade instalada verificada	
		kW	%
Mini- e Microusinas hidrelétricas (≤ 1 MW)	402	238.377	1,6%
Usinas eólicas	90	1.964.958	1,6%
Pequenas usinas hidrelétricas (1 MW a 30 MW)	439	4.314.958	3,52%
Usinas fotovoltaicas	12	7,585	0,01%
Grandes usinas hidrelétricas (≥ 30 MW)	204	79.910.808	65,2%
Usinas termelétricas	1.627	34.118.122	27,84%
Usinas nucleares	2	2.007.000	1,64%
Total	2.776	122.561.388	100%

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): Banco de Informação de Geração (BIG). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>, acesso em 05/mar./2013 (referência: BrazilianElectricityGenerationMatrix ANEEL 20130305).

Os dados descritos na Tabela 8 mostram que a participação da energia eólica ainda não é significativa na matriz elétrica do Brasil. Além disso, deve-se notar que a maioria dos empreendimentos de geração de energia eólica no Brasil se beneficia de um dos seguintes mecanismos de incentivo: MDL e PROINFA¹⁹.

Uma vez que a atividade do projeto consiste em medir (ii) o descrito no parágrafo 13 da "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 07.0.0), a análise da prática comum foi conduzida de acordo com as "Orientações sobre a prática comum" (versão 02.0), conforme item 4.5.1 (Subpasso 4a) da ferramenta acima mencionada.

Passo 1: calcular o intervalo de produção aplicável como + / -50% da produção de design ou a capacidade da atividade de projeto proposta.

Uma vez que a capacidade instalada da atividade do projeto é de 212,8 MW, o alcance da análise da prática comum de saída é de 106,4 a 319,2 MW (+/- 50% da capacidade instalada). A ANEEL (Agência Nacional de Elétrica) publica as unidades de usina de geração de energia eólica em operação no Brasil (Tabela 9, coluna 3), no entanto, a fim de ser coerente com a análise de investimentos e para o cálculo *ex-ante* da atividade de projeto, a capacidade instalada dos complexos de parques eólicos foi considerada na determinação do intervalo de produção (Tabela 9, coluna 6), em vez da capacidade instalada de unidades de usinas individuais (Tabela 9, coluna 5).

Passo 2: identificar projetos semelhantes (tanto de MDL quanto de não MDL) que preencham todas as condições seguintes:

- (a) Os projetos estejam localizados na área geográfica aplicável;*
- (b) Os projetos aplicam a mesma medida que a atividade de projeto proposta;*
- (c) Os projetos usam a mesma fonte de energia / combustíveis e matérias-primas como a atividade de projeto proposta, se uma medida chave da tecnologia é implementada pela atividade de projeto proposta;*
- (d) As usinas em que os projetos são implementados produzem bens ou serviços com qualidade comparável, propriedades e áreas de aplicações (por exemplo, o cimento clínquer) às da planta do projeto proposto;*

¹⁹ Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>>,. acesso em: 11/jun./2010

(e) A capacidade de produção ou dos projetos está dentro da capacidade aplicável ou faixa de saída calculada no Passo 1;

(f) Os projetos entraram em operação comercial antes de o documento de concepção do projeto (MDL-DCP) ser publicado para consulta global das partes interessadas ou antes da data de início da atividade de projeto, o que for mais cedo para a atividade de projeto.

Considerando os 42 complexos eólicos que estavam em operação no Brasil no momento em que o DCP foi publicado para consulta de todas as partes interessadas (que foi antes da data de início da atividade do projeto), 39 não entregaram a mesma capacidade que a atividade de projeto, considerando o intervalo de saída estabelecido no passo 1 acima (Tabela 9, coluna 7).

Passo 3: no âmbito dos projetos identificados no Passo 2, identificar aqueles que nem tiveram registradas as atividades de projeto do MDL, nem foram as atividades de projetos apresentadas para o registro, nem foram submetidos a atividades de projeto de validação. Observar seu número N_{all} .

Um dos 3 complexos eólicos que estavam em operação no Brasil no momento da consulta global das partes interessadas e que entregou a mesma capacidade que a atividade de projeto é uma atividade do projeto de MDL e está passando por uma validação de MDL (Tabela 9, coluna 8) . Portanto, há um complexo de parques eólicos em operação no Brasil, que oferece a mesma capacidade que a atividade de projeto e não está registrado ou submetidos à validação em MDL (Tabela 9, coluna 9).

$$N_{all} = 1$$

Passo 4: dentro de projetos similares identificados no Passo 3, identificar aqueles que aplicam tecnologias que são diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposta. Anotar seu número N_{diff} .

De acordo com as "Orientações sobre a prática comum" (versão 02.0), "diferentes tecnologias são tecnologias que proporcionam o mesmo resultado e diferem em pelo menos uma das seguintes formas (como apropriado no contexto da medida aplicada no mecanismo de desenvolvimento limpo proposto (MDL), atividade de projeto e área geográfica aplicável):

(...)

(d) o clima de investimento na data da decisão de investimento, nomeadamente:

i. O acesso à tecnologia;

ii. Subsídios ou outros fluxos financeiros;

iii. Políticas de promoção;

iv. Normas legais ".

Parques eólicos sendo desenvolvidos no PROINFA (detalhada abaixo) são considerados usinas que aplicam tecnologia diferente da aplicada na atividade de projeto, de acordo com o conceito acima mencionado.

O PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) foi lançado em 2002 com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida a partir de fontes eólica e biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN). O PROINFA é baseado no aumento de tarifas e foi projetado para ter duas fases. A primeira fase, inicialmente, definiu uma cota de 3,3 GW de nova capacidade de geração igualmente distribuída entre eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Depois que o programa foi lançado, parte da cota de biomassa foi transferida para projetos eólicos¹⁹.



O programa prevê a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo que 1.191,24 MW provêm de 63 pequenas centrais hidrelétricas (de 1 MW a 30 MW), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27 usinas de biomassa¹⁹.

Os projetos desenvolvidos no PROINFA possuem Contrato de Compra de Energia de 20 anos assinado com a companhia de eletricidade estatal ELETROBRÁS¹⁹. O PROINFA predefiniu o preço da eletricidade pago aos geradores como um valor econômico específico de tecnologia, que é definido como o valor que garanta, por um período de tempo e nível de eficiência definido, a viabilidade econômica de um projeto típico baseado em fontes alternativas de energia. É importante ressaltar que os preços pagos pelo PROINFA são mais elevados do que aqueles praticados atualmente pelo mercado (o preço mínimo de eletricidade eólica do PROINFA é de R\$ 180,08, e o preço máximo é de R \$ 204,35, corrigido pelo IGPM, índice oficial de inflação)²⁰. No entanto, como o PROINFA não permite a inserção de novos projetos dentro de seu programa de incentivo, esta atividade de projeto não está sendo desenvolvida no âmbito do PROINFA.

Além disso, as empresas de geração de energia elétrica que tinham contratos assinados de compra e venda de eletricidade com a ELETROBRÁS no âmbito do PROINFA poderiam pegar um empréstimo junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES). Sob o chamado Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes Alternativas de Energia Elétrica no âmbito do PROINFA, os mutuários podem financiar até 70% dos itens financiáveis, onde a primeira prestação pode ser paga até o terceiro mês após a data de início da operação com amortização de até o período de 10 anos²¹.

O único complexo de parques eólicos em operação no Brasil que cumpre todas as condições estabelecidas no Passo 2 e não está registrado ou submetido à validação em MDL é desenvolvido no âmbito do PROINFA, ou seja, aplica-se uma tecnologia diferente da aplicada na atividade de projeto proposta (Tabela 9, coluna 10).

$$N_{diff} = 1$$

Passo 5: calcular o fator $F = 1 - N_{diff} / N_{all}$ representando a parcela de projetos semelhantes (taxa da medida / tecnologia penetração), utilizando uma medida / tecnologia similar à medida / tecnologia utilizada na atividade de projeto proposta que oferecer o mesmo resultado ou capacidade que a atividade de projeto proposta.

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

Resultado do Passo 5: Uma vez que $F = 0$ (ou seja, inferior a 0,2) e $N_{all} - N_{diff} = 0$ (ou seja, inferior a 3), a atividade de projeto não é uma prática comum no setor da área geográfica aplicável.

²⁰ Alves de Brito, M. L. 2009. Investimentos em Energia Eólica no Brasil: Comparando PROINFA e financiamento de projetos de MDL. Dissertação de Mestrado. Escola de Humanidades e Ciências Sociais. Universidade de Tsukuba, Japão.

²¹ Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes Alternativas de Energia Elétrica no âmbito do PROINFA. Disponível em <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/programa/resolproinfa.pdf>. Acessado em 03/jan./2012.

Como todos os passos acima foram cumpridos, a atividade de projeto é adicional.

Tabela 9: Operação de empreendimentos de geração de eletricidade de base eólica no Brasil.

N ^o .	Complexo Eólico	Usina ²²	UF	Capacidade instalada verificada (kW) ²²	Capacidade instalada verificada total (MW)	Passo 2: Dentro do intervalo de produção?	Passo 3: MDL?	Passo 3: N _{all} ?	Passo 4: N _{diff} (PROINFA) ²³
1	Vale dos Ventos Geradora Eólica ²⁴	Albatroz	PB	4.800	48	Não	-	-	-
		Atlântica		4.800					
		Camurim		4.800					
		Caravela		4.800					
		Coelhos I		4.800					
		Coelhos II		4.800					
		Coelhos III		4.800					
		Coelhos IV		4.800					
		Mataraca		4.800					
Presidente	4.800								
2	Complexo Eólico Alegria ²⁵	Alegria I	RN	51.000	61	Não	-	-	-
		Alegria II		9.900					
3	Complexo Eólico Pégasus ²⁶	Amparo	SC	22.500	63	Não	-	-	-
		Campo Belo		10.500					
		Rio do Ouro		30.000					
4	Complexo Eólico Eletrowind ²⁷	Eólica Praias de Piraju	CE	28.804	100	Não	-	-	-
		Praia do Morgado		28.800					
		Volta do Rio		42.000					
5	-	Parque Eólico Elebrás Cidreira 1	RS	70.000	70	Não	-	-	-
6	Complexo Eólico Santa Cruz ²⁸	Púlpito	SC	30.000	60	Não	-	-	-

²² Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica): Base de dados de Geração (BIG - Banco de Informação de Geração). disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=7&fase=3>. Acesso em 24/abr./2012 (referência: WindFarmsBrazil_20120423).

²³ MME: PROINFA. disponível em http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf. Acesso em 24/abr./2012.

²⁴ Complexo Eólico Vale dos Ventos Geradora Eólica. disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/area2006743.pdf>. Acesso em 29/fev./2012.

²⁵ Complexo Eólico Alegria. Disponível em <http://www.parqueeolicoalegria.com.br/parque>. Acessado em 29/fev./2012.

²⁶ Complexo Eólico Pégasus. disponível em http://www.eletronbras.com/elb/data/documents/storedDocuments/%7B9C2100BF-1555-4A9D-B454-2265750C76E1%7D/%7B86A029DB-D8A2-44BA-BBBF-2DBC8C98B98E%7D/eol_sel.PDF. Acesso em 29/fev./2012.

²⁷ Complexo Eólico Eletrowind. disponível em http://www.eletronbras.com/elb/data/documents/storedDocuments/%7B9C2100BF-1555-4A9D-B454-2265750C76E1%7D/%7B86A029DB-D8A2-44BA-BBBF-2DBC8C98B98E%7D/eol_sel.PDF. Acesso em 29/fev./2012.

²⁸ Complexo Eólico Santa Cruz. disponível em http://www.eletronbras.com/elb/data/documents/storedDocuments/%7B9C2100BF-1555-4A9D-B454-2265750C76E1%7D/%7B86A029DB-D8A2-44BA-BBBF-2DBC8C98B98E%7D/eol_sel.PDF. Acesso em 29/fev./2012.



N ^{o.}	Complexo Eólico	Usina ²²	UF	Capacidade instalada verificada (kW) ²²	Capacidade instalada verificada total (MW)	Passo 2: Dentro do intervalo de produção?	Passo 3: MDL?	Passo 3: N _{all} ?	Passo 4: N _{diff} (PROINFA) ²³
7	Complexo Eólico Mangue Seco ²⁹	Mangue Seco 1	RN	26.000	104	Não	-	-	-
		Mangue Seco 2	RN	26.000					
		Mangue Seco 3	RN	26.000					
		Mangue Seco 5	RN	26.000					
8	Complexo Eólico Cerro Chato ³⁰	Cerro Chato I (Ex-Coxilha Negra V)	RS	30.000	90	Não	-	-	-
		Cerro Chato II (Ex-Coxilha Negra VI)		30.000					
		Cerro Chato III (Ex-Coxilha Negra VII)		30.000					
9	-	RN 15 - Rio do Fogo	RN	49.300	49	Não	-	-	-
10	-	Alhandra	PB	6.300	6	Não	-	-	-
11	-	Aquidabã	SC	30.000	30	Não	-	-	-
12	-	Bom Jardim	SC	30.000	30	Não	-	-	-
13	Complexo Eólico Aracati ³¹	Bons Ventos	CE	50.000	139	Sim	Não	Sim	Sim
		Canoa Quebrada		57.000					
		Parque Eólico Enacel		31.500					
14	-	Cascata	SC	6.000	6	Não	-	-	-
15	-	Cruz Alta	SC	30.000	30	Não	-	-	-
16	-	Eólica Água Doce	SC	9.000	9	Não	-	-	-
17	Complexo Eólico Rosa dos Ventos ³²	Eólica Canoa Quebrada	CE	10.500	14	Não	-	-	-
		Lagoa do Mato		3.230					
18	-	Eólica de Bom Jardim	SC	0,6	0,0006	Não	-	-	-
19	-	Eólica de Prainha	CE	10.000	10	Não	-	-	-
20	-	Eólica de Taíba	CE	5.000	5	Não	-	-	-
21	Complexo Eólico Icarai ³³	Eólica Icaraizinho	CE	54.600	208	Sim	Sim	Não	-
		Eólica Paracuru		23.400					
		Foz do Rio Choró		25.200					
		Praia Formosa		104.400					
22	-	Eólio - Elétrica de Palmas	PR	2.500	3	Não	-	-	-

²⁹ Complexo Eólico Mangue Seco. Disponível em <http://fatosedados.blogspot.com.br/2011/11/02/primeiroparque-eolico-da-petrobras-entra-em-operacao-comercial/>. Acesso em 29/fev./2012.

³⁰ Projeto do Parque Eólico de Cerro Chato. Disponível em <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/FAA7M14EV6MNGPASPCLTD64Q21X0R/view.html>. Acesso em 03/jan./2012.

³¹ Complexo Eólico Aracati. Disponível em <http://www.bonsventos.eng.br/sis.interna.asp?pasta=1&pagina=125>. Acesso em 29/fev./2012.

³² Projeto de Energia Eólica Rosa dos Ventos. Disponível em <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/HMOI5ZUNC27YH7DVBVBCF CRPUZWQ09/view.html>. Acesso em 03/jan./2012.

³³ Projeto de Energia Eólica Icarai. Disponível em <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/HSLJUUZ9G0RMHT1A6S1F14IMV IZ45B/view.html>. Acesso em 03/jan./2012.



Nº.	Complexo Eólico	Usina ²²	Estado brasileiro	Capacidade instalada verificada (kW) ²²	Capacidade instalada verificada total (MW)	Passo 2: Dentro do intervalo de produção ?	Passo 3: MDL ?	Passo 3: N _{all} ?	Passo 4: N _{diff} (PROINFA) ²³
23	Complexo Eólico Palmares ³⁴	Fazenda Rosário	RS	8.000	22	Não	-	-	-
		Fazenda Rosário 3		14.000					
24	-	Gargaú	RJ	28.050	28	Não	-	-	-
25	Complexo Eólico Gravatá ³⁵	Gravatá Fruitrade	PE	4.950	25	Não	-	-	-
		Mandacaru		4.950					
		Pirauá		4.950					
		Santa Maria Xavante		4.950					
26	-	IMT	PR	0,002	0,000002	Não	-	-	-
27	-	Macau	RN	1.800	2	Não	-	-	-
28	Complexo Aratuá I & Miassaba ³⁶	Aratuá I	RN	14.400	29	Não	-	-	-
		Miassaba II		14.400					
29	-	Millenium	PB	10.200	10	Não	-	-	-
30	-	Mucuripe	CE	2.400	2	Não	-	-	-
31	-	Parque Eólico de Beberibe	CE	25.600	26	Não	-	-	-
32	Complexo Eólico Osório ³⁷	Parque Eólico de Osório	RS	50.000	150	Sim	Sim	Não	-
		Parque Eólico dos Índios		50.000					
		Parque Eólico Sangradouro		50.000					
33	-	Parque Eólico de Palmares	RS	8.000	8	Não	-	-	-
34	-	Parque Eólico de Horizonte	SC	4.800	5	Não	-	-	-
35	-	Pedra do Sal	PI	18.000	18	Não	-	-	-
36	-	Santo Antônio	SC	3.000	3	Não	-	-	-
37	-	Taíba Albatroz	CE	16.500	17	Não	-	-	-
38	-	Ventos do Brejo A-6	RN	0,006	0	Não	-	-	-
39	-	Vitória	PB	4.500	5	Não	-	-	-
40	-	Cabeço	RN	19.800	20	Não	-	-	-

³⁴ Projeto da Usina Eólica Palmares (PWPPP). Disponível em <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/7FJT8KR0R6Z7X9P37350KVRZF61QD6/view.html>. Acesso em 03/jan./2012.

³⁵ Complexo Eólico Gravatá. Disponível em http://www.portalpch.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=3690:08062010-ventos-novosdo-proinfa&catid=1:ultimas-noticias&Itemid=98. Acesso em 29/fev./2012.

³⁶ Usinas Eólicas Aratuá I e Miassaba II. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/OY5WRVM4O0BX90CEDFGI62IP6PUM7X/view.html>. Acesso em 24/abr./2012.

³⁷ Projeto de Geração Eólica Osório. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNVCUK1158843861.54/view>. Acesso em 24/abr./2012.



		Preto							
41	-	Cabeço Preto IV	RN	19.800	20	Não	-	-	-
42	-	Sangradouro 3	RS	24.000	24	Não	-	-	-

Nota: As colunas 3, 4 e 5 foram obtidas a partir de Informações de Banco de Dados de Geração ANEEL22. As colunas 2 e 8 foram obtidas a partir de cada respectiva nota, indicada após os nomes Complexo da coluna 2. A Coluna 10 foi obtida a partir do PROINFA23.

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas

Emissões do projeto

Conforme a ACM0002/Versão 13.0.0, uma vez que a atividade de projeto não é nem uma geotérmica, nem uma solar nem uma usina hidrelétrica, então $PE_y = 0$.

Emissões da linha de base

As emissões de linha de base são calculadas como segue:

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

Onde:

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

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

$EF_{rede,CM,y}$: Fator de emissão de CO₂ de margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano A calculada usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (tCO₂/MWh).

Cálculo do $EG_{PJ,y}$

Uma vez que a atividade de projeto é a instalação de uma nova planta de energia renovável conectada à rede em um local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade de projeto (projeto de raiz), então:

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

Onde:

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

$EG_{instalação,y}$: Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela usina de projeto / unidade da rede no ano y (MWh/ano).

Cálculo do $EF_{rede,CM,y}$

As plantas do projeto irão servir ao SIN. A Agência reguladora brasileira publicou o delineamento do SIN a ser adotado para fins de projetos de MDL. Conforme a Resolução n° 8 da Agência reguladora brasileira, a rede elétrica considerada nesta atividade de projeto é considerada como um sistema único composto pelos dois submercados do SIN, como a definição do sistema elétrico do projeto. Plantas fora da rede não serão incluídas no cálculo da $EF_{rede,CM,y}$.

A $EF_{rede,CM,y}$ será calculada usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". As seguintes fórmulas são aplicáveis:

$$(3) \quad EF_{rede,CM,y} = EF_{rede,OM,y} \cdot wOM + EF_{rede,BM,y} \cdot wBM$$

Onde:

$EF_{rede,CM,y}$: Fator de emissão de CO2 da margem combinada no ano y (tCO2/MWh);

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

$EF_{rede,OM,y}$: fator de emissão de CO2 da margem operacional no ano y (tCO2/MWh);

wOM: Fator de ponderação de emissão da margem operacional (0,75);

wBM : Fator de ponderação de emissão da margem de construção (0,25).

Os fatores de ponderação para a margem de construção e operacional foram selecionados de acordo com as orientações fornecidas na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".

Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente, *ex-post*, bem como o fator de emissão da margem operacional, incluindo as unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não estiver disponível, incluindo aquelas unidades construídas até o último ano para o qual existe informação disponível.

Os parâmetros $EF_{rede,OM,y}$ e $EF_{rede,BM,y}$ são calculados e publicados pela Comissão Interministerial Brasileira de Mudança Global do Clima, a Agência reguladora brasileira, de acordo com a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". Usando esses valores publicados e a geração de eletricidade anual ($EF_{PJ,y}$), será possível calcular as emissões da linha de base associada (BE_y).

Vazamento

De acordo com a ACM0002, versão 13.0.0, "nenhuma emissão fugitiva é considerada. As principais emissões com possibilidade de provocar fugas no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades como a construção de usinas e emissões a montante do uso de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento, transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas."

Reduções de emissões

A redução de emissões pela atividade de projeto durante um dado ano y é calculada da seguinte forma:

$$(4) \quad ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y : Redução de emissões da atividade de projeto durante o ano y (tCO₂e)

BE_y : Emissões da linha de base durante o ano y (tCO₂e)

PE_y : Emissões do projeto durante o ano y (tCO₂e)

B.6.2. Dados e parâmetros fixados *ex ante*

Dados / Parâmetro	WOM
Unidade	Fração
Descrição	Ponderação do fator de emissão da margem operacional
Fonte dos dados	"Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (Versão 03.0.0)
Valor(es) aplicado(s)	0,75
Escolha de dados ou métodos de medição e procedimentos	O valor padrão para usinas de energia eólica
Finalidade dos dados	O cálculo do fator de emissão da MC (margem combinada)
Comentário adicional	Este valor será aplicado nos períodos subsequentes de crédito

Dados / Parâmetro	WBM
Unidade	Fração
Descrição	Fator de ponderação de emissão da margem de construção
Fonte dos dados	"Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (Versão 03.0.0)
Valor(es) aplicado(s)	0,25
Escolha de dados ou métodos de medição e procedimentos	O valor padrão para usinas de energia eólica
Finalidade dos dados	O cálculo do fator de ponderação de emissão da MC (margem combinada)
Comentário adicional	Este valor será aplicado nos períodos subsequentes de crédito

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

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

$$(1) \quad BE_y = EGPJ_y - EFrede,CM_y$$

Onde:

BE_y : As emissões de linha de base no ano y (246.437 tCO₂/ano);

$EGPJ_y$: Quantidade líquida de eletricidade gerada que é produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (1.004.636 MWh / ano);

$EFrede,CM_y$: Fator de emissão de CO₂ da margem combinada da geração de energia conectada à rede no ano y calculada usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (0,2453 tCO₂/MWh, com base em dados fornecidos pela Agência reguladora brasileira para 2011).

Por isso:

$$BE_y = 1.004.636 \text{ MWh/yr} * 0,2453 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \Rightarrow BE_y = 246.437 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

Conforme a ACM0002/Versão 13.0.0 para esta atividade de projeto, as emissões do projeto são zero ($PE_y = 0$) e as emissões fugitivas não são consideradas.

$$(2) \quad ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y : Redução de emissões da atividade de projeto durante o ano y (246.437 tCO₂e)

BE_y : Emissões da linha de base durante o ano y (246.437 tCO₂e)

PE_y : Emissões do projeto durante o ano y (0 tCO₂e)

Por isso:

$$ER_y = 246.437 \text{ tCO}_2/\text{ano} - 0 \text{ tCO}_2/\text{ano} \Rightarrow ER_y = 246.437 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

Os parâmetros usados para o cálculo ex ante estão compilados na Tabela 10. Veja o cálculo ex ante detalhado na planilha anexa "RNVAMDL02_ExAnte_v3_20120724.xls".

Tabela 10: Parâmetros utilizados para os cálculos ex ante

Parâmetro	Unidade	Valor	Comentário
ER_y	tCO ₂ /ano	246.437	Calculado
BE_y	tCO ₂ /ano	246.437	Calculado
PE_y	tCO ₂ /ano	0	Valor para projetos de geração de energia eólica, baseados na ACM0002/Versão 13.0.0
$EG_{PJ,y}$	MWh/ano	1.004.636	Estimado como a média anual total de geração líquida de eletricidade pela atividade de projeto, conforme Relatório de vento (referenciado na planilha ex ante)
$EG_{instalação,y}$	MWh/ano	1.004.636	Estimado como a média anual total de geração líquida de eletricidade pela atividade de projeto, conforme Relatório de vento (referenciado na planilha ex ante)
$EF_{rede,CM,y}$	tCO ₂ /MWh	0,2453	Calculado de acordo com a fórmula (3) na seção B.6.1 deste DCP, conforme afirmado na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", versão 03.0.0, no passo 6 a (Calcular o fator de emissão da margem combinada - Média ponderada da MC)
$EF_{rede,OM,y}$	tCO ₂ /MWh	0,2919	Fator de emissão da margem operacional do Sistema Interligado Nacional (2011) conforme publicado na Agência reguladora brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora , Acesso em 08/out./2012)
$EF_{rede,BM,y}$	tCO ₂ /MWh	0,1056	Fator de emissão da margem de construção do Sistema Interligado Nacional (2011), conforme publicado pela Agência reguladora brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora , Acesso em 08/out./2012)
W_{OM}	Fração	0,75	Valor padrão para projetos de geração de energia eólica, baseado na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"
W_{BM}	Fração	0,25	Valor padrão para projetos de geração de energia eólica, baseado na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"

B.6.4. Resumo das estimativas ex ante de reduções de emissões

Ano	Emissões da linha de base (tCO ₂ e)	Emissões do projeto (tCO ₂ e)	Vazamento (tCO ₂ e)	Reduções de emissão (tCO ₂ e)
Mar.-dez./2014	205.364	0	0	205.364
2015	246.437	0	0	246.437
2016	246.437	0	0	246.437
2017	246.437	0	0	246.437
2018	246.437	0	0	246.437
2019	246.437	0	0	246.437
2020	246.437	0	0	246.437
Jan.-fev./2021	41.073			41.073
Total	1.725.060	0	0	1.725.060

Número total de anos creditados	7			
Média anua durante o período de crédito	246.437	0	0	246.437

B.7. Plano de monitoramento

B.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados

Dados / Parâmetro	$EG_{instalação,y}$
Unidade	MWh/ano
Descrição	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta do projeto à rede no ano y
Fonte de dados	Medidas no local da atividade de projeto e no ponto de interligação com o SIN
Valor(es) aplicado(s)	1.004.636
Métodos e procedimentos de medição	Corresponde à geração de eletricidade líquida total pelas nove instalações da atividade de projeto. Este parâmetro será monitorado pelo proponente do projeto em metros localizados no ponto de interligação com o SIN, a quantidade total enviada ao SIN monitorada por estes medidores será rateada entre cada instalação do projeto de acordo com a quantidade proporcional de geração de eletricidade medida pelos medidores de cada instalação, como descrito nos procedimentos de rede do NOS [Operador Nacional do Sistema], submódulo 12,6 ³⁸ , parágrafo 5.9. As normas a serem aplicadas são aquelas definidas nos procedimentos de rede do ONS, submódulo 12.3 ⁴⁵ , que também estabelece os procedimentos de calibração. No que respeita à precisão das medições, os medidores deverão registrar 3 casas decimais e permitir um erro máximo de $\pm 0,2\%$ ⁴³ . A Renova será responsável pelas medições ³⁹ , consolidadas por hora no sistema. A mais detalhada descrição do plano de monitoramento pode ser encontrada na seção B.7.3. A medição e o faturamento da quantidade de eletricidade fornecida para a usina / unidade da rede serão realizados por um terceiro, ou seja, pela concessionária local de energia.
Frequência de monitoramento	Os dados serão medidos continuamente e será consolidado por hora e mensalmente.
Procedimentos de GQ/CQ (garantia de qualidade / controle de qualidade)	A medida obtida no ponto de interligação com o SIN será comparada com os dados fornecidos pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) brasileira. Este dado é uma informação de terceiros e confiável, uma vez que a CCEE é a agência brasileira oficial responsável pelas atividades e operações do mercado nacional de eletricidade.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	A estimada <i>ex ante</i> como a geração de rede de energia elétrica total anual média prevista pela atividade de projeto, ou seja, a geração de eletricidade líquida total anual média pela atividade de projeto, conforme Relatórios Eólicos (referenciados na planilha eletrônica <i>ex ante</i>). Nesta atividade de projeto, nenhuma importação de eletricidade vai ocorrer, portanto, este parâmetro não tem que ser levado em consideração no cálculo das reduções de emissões da atividade de projeto (ERy).
Dados / Parâmetro	$EF_{rede,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh

³⁸ Operador de Sistema Elétrico Nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS). Procedimentos de Rede. Módulo 12 - Submódulo 12.6 . [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/identificadorlogico/D7007E1C0D7D8E6C83257945005B2280/\\$file/Submodulo%2012.6_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/identificadorlogico/D7007E1C0D7D8E6C83257945005B2280/$file/Submodulo%2012.6_Rev_2.0.pdf?openelement).

³⁹ Operador de Sistema Elétrico Nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS). Procedimentos de Rede. Módulo 12 - Submódulo 12.6 . [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/identificadorlogico/D7007E1C0D7D8E6C83257945005B2280/\\$file/Submodulo%2012.6_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/identificadorlogico/D7007E1C0D7D8E6C83257945005B2280/$file/Submodulo%2012.6_Rev_2.0.pdf?openelement).



Descrição	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada no ano y
Fonte de dados	Calculado
Valor(es) aplicado(s)	0,2453
Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a mais recente versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Frequência de monitoramento	Anualmente
Procedimentos de GQ/CQ (garantia de qualidade / controle de qualidade)	De acordo com a mais recente versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões da linha de base
Comentário adicional	Calculado de acordo com a fórmula (3) na seção B.6.1 deste DCP, como indicado na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", versão 03.0.0 no passo 6 a (Calcular o fator de emissão da margem combinada – média ponderada da Margem Combinada [MC])

Dados / Parâmetro	$EF_{rede,OM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ da margem operacional no ano y
Fonte de dados	Comissão Interministerial Brasileira de Mudança Climática Global
Valor(es) aplicado(s)	0,2919
Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a mais recente versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Frequência de monitoramento	Anualmente
Procedimentos de GQ/CQ (garantia de qualidade / controle de qualidade)	De acordo com a mais recente versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Finalidade dos dados	Cálculo fator de emissão da MC [Margem combinada]
Comentário adicional	Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem operacional será atualizado anualmente, ex post. O fator de emissão da margem operacional estimada <i>ex ante</i> do Sistema Interligado Nacional (2011), conforme publicado pela Agência reguladora brasileira. (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html # ancora, acesso em 08/out./2012).

Dados / Parâmetro	$EF_{rede, BM, y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y
Fonte de dados	Comissão Interministerial Brasileira de Mudança Climática Global
Valor(es) aplicado(s)	0,1056
Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a mais recente versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Frequência de monitoramento	Anualmente
Procedimentos de GQ/CQ (garantia de qualidade / controle de qualidade)	De acordo com a mais recente versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Finalidade dos dados	Cálculo do fator de emissão da MC [Margem combinada]
Comentário adicional	Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente, ex post, incluindo aquelas unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não está disponível, incluindo as unidades construídas até o último ano para o qual existe informação disponível. O fator de emissão da margem de construção estimado <i>ex ante</i> do Sistema Interligado Nacional (2011), conforme publicado pela AND brasileira. (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html # ancora, acesso em 08/out./2012).

B.7.2. Plano de amostragem

Todos os dados e parâmetros monitorados na seção B.7.1 são determinadas por medição direta, portanto, um plano de amostragem não é aplicável à atividade de projeto.

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

1. Considerações Gerais

O objetivo do plano de monitoramento é garantir a, monitoramento completo, consistente claras e precisas e cálculo das reduções de emissões alcançadas pela atividade de projeto durante todo o período de crédito. O operador do projeto (Renova Energia S / A) será responsável pela implementação do plano de monitoramento, que é baseado no monitoramento da eletricidade líquida despachada para a rede e do fator de emissão da rede elétrica.

2. Monitoramento Pessoal

A estrutura operacional e administrativa que o operador do projeto irá implementar no intuito de monitorar as reduções de emissões obtidas pela atividade de projeto é como no fluxograma a seguir:



Figura 3. Estrutura operacional e administrativa que o operador do projeto irá implementar no intuito de monitorar as reduções de emissões obtidas pela atividade de projeto.

Os papéis e responsabilidades dentro da estrutura mostrada na Figura 3 são descritos em detalhes nos parágrafos abaixo.

Gerente de Operação: Responsável para ir junto com o auditor durante a visita de verificação e fornecer todos os documentos necessários relacionados aos registros da exportação líquida de eletricidade para a rede. Se for o caso, no momento da verificação pelo Departamento de Energia, a Equipe Administrativa fornecerá acesso aos registros do banco de dados da CCEE, a fim de demonstrar que os dados de geração de energia elétrica são consistentes e precisos. A Equipe Administrativa irá encaminhar todas as informações eletrônicas de mídia baseada na WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda. em uma frequência mínima bimestral. O Gerente de Operação será responsável pela coleta e o arquivamento de todos os parâmetros monitorados pela atividade de projeto.

Agente de Medição: Responsável por manter o registro e indexação dos dados relativos à exportação líquida de eletricidade para a rede. Suas atribuições também incluem a garantia de que os dados monitorados referentes à geração líquida de eletricidade são enviados continuamente (online) à CCEE. Os dados monitorados serão coletados em uma base mensal e serão mantidos em uma pasta específica em mídia eletrônica.

Agente de O & M: Responsável pela supervisão geral da operação da usina e pela supervisão da medição. Suas atribuições também incluem garantir que os medidores incluídos no presente plano de monitoramento sejam calibrados e passem por manutenção de acordo com as normas aplicáveis e com as recomendações dos fabricantes. Quaisquer procedimentos de calibração serão relatados à Equipe Administrativa.

3. Procedimentos de treinamento

A WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda., logo após o registro do projeto "Projeto de Energia Eólica Renova LEN 11" pela UNFCCC, vai treinar o pessoal da Renova Energia S. A. responsável pela monitorização dos parâmetros necessários.

O treinamento vai envolver:

- A descrição das variáveis a serem monitoradas pela equipe da Renova Energia S/A (geração elétrica registrada pelos medidores da Renova Energia S / A e da CCEE);
- Os procedimentos de coleta e arquivamento de tais variáveis, e
- O procedimento de envio desses dados para a WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda.

4. Dados e parâmetros monitorados

4.1. Fator de Emissão - $EF_{rede, BM, y}$, $EF_{rede, OM, y}$ e $EF_{rede, CM, y}$

O plano de monitoramento também inclui parâmetros tais como o fator de emissão de CO₂ da margem de operação para unidades de energia no topo da ordem de despacho ($EF_{rede, OM, y}$), o fator de emissão de CO₂ da margem de construção ($EF_{rede, BM, y}$) do SIN e o fator de emissão de CO₂ da margem combinada ($EF_{rede, CM, y}$). Esses parâmetros serão obtidos junto à Comissão Interministerial Brasileira de Mudança Climática, que calcula e publica o $EF_{rede, OM, y}$ e o $EF_{rede, BM, y}$, de acordo com a versão mais recente (03.0.0) da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". Estes parâmetros publicados, junto com os registros da eletricidade líquida fornecida ao SIN pela atividade de projeto, serão utilizados para o cálculo da margem combinada anual ($EF_{rede, CM, y}$) e, em última instância, para o cálculo das reduções de emissões obtidas pela atividade de projeto.

4.2. Eletricidade líquida despachada para a rede - $EG_{instalação}$

O monitoramento consiste na medição da eletricidade líquida gerada pela atividade de projeto. Os resultados das medições serão comparados com os registros de venda de eletricidade e / ou com os dados fornecidos no banco de dados da CCEE. Os dados serão medidos continuamente e serão consolidados por hora e mensalmente. Os valores mensais serão utilizados para cruzamento dos registros de vendas de energia elétrica. Os registros relativos aos medidores utilizados na atividade de projeto (tipo, modelo e registros de calibração) serão mantidos em conformidade.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) regula, por meio de seus Procedimentos de Rede⁴⁰, entre outras, as medidas de produção de eletricidade para o faturamento (12º. módulo)⁴¹. As informações referentes a este módulo são necessárias para manter o Sistema de Medição para Faturamento (SMF) de acordo com o padrão especificado contido no documento de Especificações Técnicas de Medição para Faturamento para garantir não só o controle do processo de contabilização da energia pela CCEE, mas também a determinação das demandas feitas pelo ONS⁴².

Geralmente, o SMF é um sistema composto por medidores principais e de backup, pelos transformadores de potência e de corrente, os canais de comunicação entre agente / participante do projeto de energia e CCEE, e o sistema para coleta de dados e de medição para faturamento⁴³.

De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS - submódulo 12.1, o SMF deve ser instalado na conexão das usinas com a rede de energia para medir a geração líquida dessas usinas que será utilizada para a contabilização e liquidação de energia elétrica na CCEE. Os dados armazenados nos medidores são coletados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) da CCEE, remotamente e automaticamente através de acesso direto aos medidores do participante do projeto (Renova Energia S. A.). Esses dados coletados são processados no SCDE para a contabilização da eletricidade pela CCEE e estão disponíveis para todos os participantes do mercado de energia para controlar seus respectivos rendimentos⁴³.

Todas as usinas estão ligadas direta ou indiretamente às subestações Igarorã III ou Bom Jesus da Lapa II, nas etapas intermediárias antes da eletricidade chegar ao SIN. Embora haja outras usinas, não incluídas na atividade de projeto, que compartilham as linhas de transmissão e as Subestações, todas elas pertencem ao proponente do projeto. Portanto, o participante do projeto deve ter acesso aos dados de geração de energia de todas as usinas conectadas às subestações referidas, o que lhe permitirá a ponderação de eletricidade líquida entregue à rede baseada em eletricidade medida para cada usina.

Nesse sentido, o participante do projeto deve coletar dados de geração de energia elétrica i) dos medidores localizados entre as subestações previstas e o SIN e ii) dos medidores localizados em cada usina conectados a essas subestações. O total de eletricidade entregue pelas Subestações previstas será repartido entre todas as usinas conectadas a elas, através da aplicação do peso de geração de cada usina, obtido a partir (ii), dos dados do Operador recolhidos a partir de (i). Através da aplicação dos procedimentos descritos nos Procedimentos de rede do ONS, submódulo 12.6³⁸, parágrafo 5.9, o participante do projeto é capaz de garantir que apenas a energia gerada por usinas incluídas na atividade de projeto devem ser contabilizadas para o cálculo das reduções de emissões.

Os medidores de energia e os procedimentos de emergência

⁴⁰ Procedimentos de Rede do sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS). [www.ons.org.br / procedures / index.aspx](http://www.ons.org.br/procedures/index.aspx). Acesso em 14/07/2010.

⁴¹ Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – Resolução Normativa no. 109/04. <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>. Acesso em 06/06/2011.

⁴² Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Procedimentos de Rede). Módulo 12 - Submódulo 12.1 .

⁴³ Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Procedimentos de Rede. Módulo 12 - Submódulo 12.2 / \$ File / Submodulo% 2012.2_Rev_2.0.pdf? OpenElement.

Os medidores de energia serão: multifase, de 3 elementos, com 4 fios (para sistemas de 4 fios), de frequência nominal do sistema, com corrente nominal de acordo com o secundário do transformador de corrente, e em tensão nominal de acordo com o secundário do transformador de potencial. Os medidores devem ter independência dos elementos e sequência de fases, garantindo o mesmo desempenho em testes⁴³ monofásicos e de três fases.

Os sistemas de medição são concebidos e implementados de acordo com as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) ou a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC), garantindo a qualidade do sistema. Além disso, os medidores terão certificado de conformidade do projeto aprovado e emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO)⁴³.

Em relação à classe de precisão dos medidores de energia, que irá atender a todos os requisitos metrológicos pertinentes previstos no Regulamento Técnico Metrológico (RMT) para a Classe 0.2 de medidores de energia, aprovados pelo INMETRO. Classe 0.2 de medidor de energia, também identificado como índice D de contadores de energia, que admitem erro nas medições de até $\pm 0,2\%$ 43.

Os medidores de energia possuem memória de massa capaz de armazenar os dados da energia ativa, reativa e demandada, de forma bidirecional, sendo as tensões e correntes em intervalos de integração programável de 5 a 60 minutos durante o período mínimo de 32 dias. Esses medidores também serão equipados com um sistema de preservação e salvamento dos registros em caso de perda de energia, com armazenamento de dados em memória não volátil por pelo menos 100 horas. Além disso, eles possuem pelo menos duas portas de comunicação independentes com acesso concorrente ou que permitem a prioridade de um deles. Um será para uso exclusivo da CCEE e outro para acesso de agentes envolvidos no ponto de medição. A porta de comunicação da CCEE será acoplada a um canal de internet estável e de boa performance, que será estabelecido sob um túnel VPN (Virtual Private Network – rede privada virtual) entre o medidor e a CCEE. Os medidores serão capazes de gerenciar o acesso concorrente às suas portas de comunicação, a fim de permitir o acesso em tempo integral para os registros dos medidores de memória de massa via CCEE porta de comunicação⁴³.

Além das medições de eletricidade realizadas pelos proprietários do projeto, toda a eletricidade despachada para a rede pela atividade do projeto será monitorada on-line pela CCEE. Esta entidade é responsável pelas leituras mensais e manutenção dos registros da energia gerada. Se qualquer problema ocorrer no nível do medidor local, a leitura efetuada correspondente à quantidade de energia durante o momento do problema não será perdida devido à leitura online realizada pela CCEE. Como mencionado anteriormente, a fim de assegurar a qualidade dos dados utilizados no cálculo das reduções de emissões, os proponentes do projeto irão proporcionar o acesso ao Departamento de Energia ao banco de dados da CCEE (durante a visita ao local da verificação), porque os dados desta entidade servirão para checagem da eletricidade despachada para a rede. Cada ponto de conexão tem um par de metros, o principal e o de backup, para que os dados sejam monitorados permanentemente, mesmo durante uma eventual interrupção no funcionamento do medidor principal, que inicia automaticamente o medidor de backup. Nesse caso, o agente de O & M irá implementar os procedimentos necessários para a manutenção e retorno do contador principal para a operação normal. Os medidores de backup são iguais ou equivalentes aos medidores principais, instalados no mesmo painel, com a mesma informação de corrente e tensão e seguindo as mesmas normas técnicas.

A fim de assegurar a eficácia da operação do SMF, a manutenção preventiva deve ser realizada e, caso necessária, também a manutenção corretiva. As inspeções também são realizadas a fim de verificar o correto funcionamento dos medidores⁴³.

A frequência da manutenção preventiva do SMF, que inclui a calibração dos medidores, é de, no máximo, dois anos. Este esquema pode ser modificado com base na ocorrência histórica observada em todas as

usinas, considerando-se o calendário de paragens. O medidor que, após a calibração, exibir erros fora do intervalo especificado pelo padrão deve ser substituído⁴⁴.

A calibração dos medidores será conduzida por uma empresa qualificada que deve cumprir com as normas nacionais e regulamentos industriais para garantir a precisão. Após a calibração, os medidores devem ser selados para garantir a segurança e os certificados de calibração devem ser arquivados com os outros registros de monitoramento.

5. Procedimentos

Os procedimentos de coleta e arquivamento de parâmetros a serem monitorados incluem atividades a serem realizadas pela Renova Energia S / A, por terceiros e pela WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda.

Os dados de geração elétrica são registrados a cada hora pelos medidores da Renova Energia S. A., localizados na conexão das usinas eólicas com o SIN.

Os dados de geração da CCEE são obtidos no SIN e serão cobrados mensalmente pelo Agente de Medição. Como o SIN é o sistema nacional e oficial para o faturamento, não há possibilidade de cruzamento de dados de geração entre as duas fontes: Renova Energia S. A. e CCEE, minimizando a probabilidade de erros na medição.

O Agente de Medição compila os dados transmitidos remotamente pela Renova Energia S. A. e as informações do sistema CCEE, e envia-os mensalmente ao Gerente de Operação da Renova Energia S. A. através de planilhas do Microsoft Excel. O Gerente de Operação, em seguida, arquiva estas planilhas no Sistema Central Renova, e os envia bimestralmente a WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda. A WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda. arquiva os dados do Sistema de Monitoramento interno da empresa, para calcular anualmente o projeto Reduções Certificadas de Emissões (RCE) para verificação.

O cálculo do RCE é feito anualmente pela WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda. através da sua própria calculadora desenvolvida em uma planilha do Microsoft Excel. A planilha usa a geração anual de energia elétrica de cada usina, já comparada aos registros da CCEE, e multiplica-a pelo fator de emissão médio anual do SIN, fornecido pela Autoridade Nacional Designada (AND) do Brasil, atualmente disponível no website do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT).

Anualmente, a WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda. utiliza as planilhas de cálculo para o processo de verificação do projeto. Além disso, as planilhas também são enviadas para a Renova Energia S. A., de modo que haja um arquivo com todos os dados em ambas as empresas, melhorando a confiabilidade do registro em caso de emergência.

Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados e mantidos por pelo menos dois anos após o término do período de crédito ou 2 anos após a última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer mais tarde.

SEÇÃO C. Duração e período de crédito

C.1. Duração da atividade de projeto

⁴⁴ Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Procedimentos de Rede. Módulo 12 - Submódulo 12,3. F / \$ file / Submodulo% 2012.3_Rev_2.0.pdf? OpenElement>.



C.1.1. Data da atividade de projeto de começar

08/08/2012

A data de início indicada acima representa a assinatura do contrato para a venda de equipamentos de geração de energia e serviços relacionados entre os participantes do projeto (Renova Energia S. A.) e o fornecedor (General Electric). O acordo referido refere-se à aquisição de equipamentos e serviços para uma das usinas da atividade de projeto – Borgo.

Para a atividade de projeto em referência esta é a mais antiga da(s) data (s) em que a implementação ou construção ou ação realmente começou.

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

20 anos e zero mês.⁴⁵

C.2. Período de crédito da atividade do projeto

C.2.1. Tipo de período de crédito

Primeiro renovável.

C.2.2. Data de início do período de crédito

01/03/2014 ou a data de registro da atividade de projeto no CDM-UNFCCC, o que for mais tarde.

C.2.3. Duração do período de obtenção de créditos

7 anos e zero mês.

SEÇÃO D. Impactos Ambientais

D.1. Análise dos impactos ambientais

O principal objetivo do Licenciamento Ambiental no Brasil é padronizar as avaliações de impactos ambientais e estabelecer planos de controle para empresas poluidoras. As agência ambientais de nível estadual são as autoridades encarregadas de emitir licenças ambientais. Na Bahia, o Conselho Estadual do Meio Ambiente (CEPRAM) é o responsável pelo licenciamento ambiental.

De acordo com a Resolução Federal CONAMA 001/86, as atividades que utilizam recursos naturais e que são consideradas como empreendimentos com alto potencial de degradação ou poluição devem ter sua avaliação de impacto ambiental e relatório de impacto ambiental elaborados para obter as licenças ambientais. A geração de energia elétrica, independentemente da fonte de energia, com potencial superior a 10 MW, está entre essas atividades.

Até o momento da conclusão deste DCP, o CEPRAM, com base no número de Processo 2010-011713/TEC/LL-0030, concedeu a Licença de Localização (LL), identificada conforme a Resolução número 4115 (Resolução n° 4115), emitida em 08/08/2010 e válida até 08/08/2015. As licenças descritas acima estarão disponíveis para o Departamento de Energia durante a validação.

⁴⁵ Tempo de vida de uma usina eólica conforme afirmado na Nota Técnica n° 368 da Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL - http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/121/documento/nt368_2010.pdf, acesso em 30 de / jul./2012.



O CEPRAM impôs algumas restrições e ações para a concessão das licenças de implantação. Nesse sentido, o desenvolvedor do projeto está atualmente trabalhando para atender todas essas exigências.

D.2. Avaliação de impacto ambiental

As intervenções no meio ambiente pela atividade de projeto em suas fases de planejamento, implementação e operação foram categorizadas e seus impactos ambientais associados foram identificados na AIA (Avaliação de Impacto Ambiental), que faz parte do RAS (Relatório Ambiental Simplificado), e as ações para prevenir, mitigar ou compensá-los foram propostas neste documento.

A AIA identificou impactos positivos e negativos durante a fase de construção e operacional. Nenhum impacto negativo expressivo foi identificado, e, para todos os impactos negativos identificados, foram propostas ações de mitigação. Os impactos foram classificados como físico, biótico e socioeconômico. Os impactos ambientais mais negativos previram queda, especialmente, no ambiente físico, da área de intervenção do complexo eólico. Sobre o meio biótico, os eventos previstos são de expressão reduzida. Finalmente, sobre o ambiente socioeconômico, os impactos negativos são menores, especialmente quando comparados com os eventos positivos, ou seja, as melhorias para as localidades específicas e para o Estado da Bahia.

O RAS, que avalia os impactos ambientais trazidos pela atividade de projeto, identificou os seguintes itens como principais desvantagens:

- Alterações da paisagem local;
- Diminuição local de áreas com vegetação remanescente (prevalentemente no Cerrado e na Caatinga, em zonas de transição);
- Aumento do risco de alterações na fauna nativa;
- Aumento do risco de acidentes e
- Interferência na estrutura das comunidades locais.

O RAS também propõe programas ambientais que visam mitigar os impactos negativos e ampliar os positivos. Estes programas enfatizam a fase de construção. Assim, seu principal objetivo é garantir que os principais impactos ambientais negativos previstos, apesar de inexpressivos, quando comparados a fenômenos similares de empreendimentos de outra natureza, sejam controlados e neutralizados no curto prazo após a construção. Os Programas Ambientais propostos são:

- Programa de Comunicação Social;
- Programa de Educação Ambiental;
- Programa de Controle de partículas em suspensão, gases e ruídos;
- Programa de Pesquisa Arqueológica;
- Programa de Treinamento e Capacitação da Força de Trabalho;
- Segurança da Força de Trabalho e Programa de Saúde;
- Programa de Educação Patrimonial;
- Programa de Controle de Erosão;
- Programa de Monitoramento da Fauna e
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas.

As medidas de mitigação e compensação, bem como os programas citados acima, são mais bem descritos no RAS e na DNA Anexo 3, que descrevem a contribuição da atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável.

Vale ressaltar que o CEPRAM concedeu as licenças de localização através de um processo de licenciamento ambiental simplificado, que não exige o EIA / RIMA (Estudo de Impacto Ambiental / Relatório de Impacto Ambiental). O EIA / RIMA será exigido pelo CEPRAM no caso em que impactos negativos relevantes tenham sido identificados, a fim de avaliar mais profundamente a viabilidade ambiental do projeto.

SEÇÃO E. Consulta das partes locais interessadas

E.1. Solicitação de comentários das partes interessadas locais

Os comentários das partes interessadas foram solicitados em 19/03/2012 seguindo os procedimentos da Autoridade Nacional Designada para tal finalidade, definidos pela Resolução número 07 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC).

Assim, as partes interessadas relevantes foram mapeadas e convidadas a visitar o site <<http://www.munduscarbo.com/projetos.htm>> para acessar a documentação do projeto que inclui o MDL-DCP e sua versão em Português. Esta documentação poderá ser acessada no site acima mencionado ao longo de todo o período de inscrição. As seguintes partes interessadas receberam cartas comunicando a atividade de projeto de MDL:

- Os prefeitos dos municípios de Caetité, Igaporã, Guanambi e Pindaí;
- Os representantes das Câmaras Legislativas dos municípios de Caetité, Igaporã, Guanambi e Pindaí;;
- As Organizações Não Governamentais (ONGs) ambientais locais;
- Os órgãos ambientais estaduais e municipais;
- O Fórum Brasileiro de ONGs e os Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (FBOMS);
- As ONGs nacionais cujos objetivos estejam relacionados à atividade de projeto;
- ONGs ambientais nacionais e internacionais;
- O Ministério Público Estadual e Federal.

E.2. Resumo dos comentários recebidos

Até o momento, entre as partes consultadas, apenas o Ministério Público Federal se manifestou. De acordo com esta entidade, apesar da relevância do projeto, o Ministério Público Federal está proibido de exercer as atividades de consultoria, ou seja, a entidade não pode analisar o projeto.

E.3. Relatório sobre a análise dos comentários recebidos

A comunicação da Procuradoria Federal não inclui qualquer comentário relacionado à atividade de projeto.

Assim, ela não implica qualquer modificação do PDD.

SEÇÃO F. Aprovação e autorização



A carta de aprovação da Parte para a atividade de projeto não está disponível no momento da apresentação do PDD para a validação do Departamento de Energia.

**Anexo 1: Informações de contato dos participantes do projeto**

Nome da organização	Renova Energia S.A.
Rua / Caixa Postal	Av. Roque Petroni Júnior, 999, 4º. Andar
Prédio	-
Cidade	São Paulo
Estado / Região	São Paulo
CEP	04707-910
País	Brasil
Telefone	+55 11 3569-6746
Fax	+55 11 3569-6746
E-mail	daniel@renovaenergia.com.br
Website	http://www.renovaenergia.com.br/
Pessoa de contato	Daniel Famano
Título	-
Saudação	Sr.
Último nome	Famano
Nome do meio	-
Primeiro nome	Daniel
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Telefone direto	-
E-mail pessoal	-



Nome da organização	WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda.
Rua / Caixa Postal	Av. Paulista, 37, 10º. andar
Prédio	-
Cidade	São Paulo
Estado / Região	São Paulo
CEP	01311-902
País	Brasil
Telefone	+55 11 3372-9595
Fax	+55 11 3372-9595
E-mail	cdelpupo@waycarbon.com
Website	http://www.waycarbon.com/
Pessoa de contato	Carlos Henrique Delpupo
Título	-
Saudação	Sr.
Último nome	Delpupo
Nome do meio	Henrique
Primeiro nome	Carlos
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Telefone direto	-
E-mail pessoal	-

Apêndice 2: Afirmação sobre financiamento público

Nenhum financiamento público foi concedido à atividade de projeto.

Apêndice 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada

A aplicabilidade da metodologia selecionada foi devidamente descrita na secção B.2.

Apêndice 4: Mais informações básicas sobre o cálculo *ex ante* das reduções de emissões

O cálculo *ex ante* das reduções de emissões foi devidamente descrito na seção B.6.

Apêndice 5: Mais informações básicas sobre o plano de monitoramento

O plano de monitoramento foi devidamente descrito na seção B.7.

Anexo 6: Resumo das alterações pós-registro

A atividade de projeto ainda não foi registrada, portanto não há alterações pós-registro.

**Histórico do documento**

Versão	Data	Natureza da revisão
04.1	11 de abril de 2012	Revisão editorial para mudar a versão 02 linha na caixa história do Anexo 06 a Anexo 06b.
04.0	EB 66 13 de março de 2012	Revisão necessária para assegurar a consistência com as "Diretrizes para o preenchimento do formulário de concepção do projeto para atividades de projeto de MDL" (EB 66, Anexo 8).
03	EB 25, anexo 15 26 de julho de 2006	
02	EB 14, anexo 06b 14 de junho de 2004	
01	EB 05, parágrafo 12 03 de agosto de 2002	Adoção inicial.
Classe Decisória: Reguladora Tipo de Documento: Formulário Função Comercial: Inscrição		