



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DA ATIVIDADE PROGRAMÁTICA NO
ÂMBITO DO MDL (CDM-CPA-DD)
Versão 01

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade programática no âmbito do MDL
- B. Elegibilidade da atividade programática e estimativa das reduções de emissões
- C. Análise ambiental
- D. Comentários dos atores

Anexos

Anexo 1: Informações de contato da entidade/pessoa responsável pela atividade programática

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

OBSERVAÇÃO:

(i) Este formulário se destina ao envio de atividades programáticas que apliquem uma metodologia de grande escala com o uso das disposições do programa de atividades proposto.

(ii) A entidade coordenadora/gerenciadora deve elaborar um Documento de Concepção da Atividade Programática no âmbito do MDL (CDM-CPA-DD)^{1,2} que seja específico para o programa de atividades proposto com o uso das disposições estabelecidas no Documento de Concepção do Programa de Atividades (PoA DD). Ao se solicitar o registro, o PoA DD deve ser apresentado junto com o CDM-CPA-DD que seja específico para o programa de atividades proposto, bem como com um formulário CDM-CPA-DD preenchido com o uso de um caso real. Após a primeira atividade programática, cada atividade programática que seja acrescentada ao longo do tempo ao programa de atividades deve enviar um formulário CDM-CPA-DD preenchido.

¹ A última versão do modelo de formulário do CDM-CPA-DD pode ser obtido no web site da CQNUMC para o MDL na seção de referência/documentos.

² Ao se solicitar a validação/registo, a entidade responsável pela coordenação e o gerenciamento deve enviar um formulário preenchido do CDM-POA-DD, o CDM-CPA-DD específico do programa de atividades, bem como um formulário CDM-CPA-DD preenchido (com o uso de um caso real).

FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DA ATIVIDADE PROGRAMÁTICA NO ÂMBITO DO MDL
(CDM-CPA-DD) - Versão 01



NOME /TÍTULO DO Programa de Atividades:
Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega



MDL – Conselho Executivo

página 2

SEÇÃO A. Descrição geral da atividade programática no âmbito do MDL

A.1. Título da atividade programática:

Título: “CPA da Central Geradora Eolielétrica de *Muritiba* ”

Versão: 4

Data: 10/04/2012

A.2. Descrição da atividade programática:

A atividade de MDL programática (CPA) está sendo proposta no contexto do *Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega* que tem como objetivo principal ajudar o Brasil a atender à sua crescente demanda de energia devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do país (e da região da América Latina e Caribe).

O programa de atividades (PoA) é uma ação voluntária coordenada pela entidade gerenciadora Omega Energia Renovável S.A., que consiste na implementação de projetos de energia renovável no Brasil. O ponto central deste PoA é a construção de centrais geradoras eolielétricas totalmente novas interligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

A CPA proposta consiste na implementação da Central Geradora Eolielétrica *Muritiba* com capacidade instalada de 9 MW. A planta deve entrar em operação em 2016 está localizada no município de São Francisco de Itabapoana, estado do Rio de Janeiro, região sudeste do Brasil.

A CPA proposta reduz emissões de gases do efeito estufa (GEE), isto é, CO₂, ao evitar a geração de eletricidade a partir de uma mistura de fontes de combustível fóssil interligadas à rede brasileira, que seriam geradas (e emitidas) em sua ausência.

Turbinas eólicas serão usadas para extrair energia cinética do vento³ e gerar eletricidade que será diretamente fornecida para a rede. Haverá 5 turbinas na planta, todas manufaturadas pela Vestas. As características técnicas deste modelo de turbine estão descritas na **Tabela 1** abaixo.

Tabela 1– Descrição técnica do equipamento do projeto⁴.

Turbinas

³ BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook [Manual de Energia Eólica]**, Wiley: 2001, 642 p. Parcialmente disponível em < http://books.google.com.br/books?id=4UYm893y-34C&printsec=frontcover&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false>. Acessado em 25 de abril de 2011.

⁴ Informações sobre a turbina estão disponíveis com os Participantes de Projeto e no site da GE: <http://www.geenergyfinancialservices.com/press_room/publications/GEA14954C15-MW-Broch.pdf>



<i>Modelo</i>	V100-1,800kW
<i>Potência Nominal (MW)</i>	1.8
<i>Velocidade de partida (m/s)</i>	4
<i>Velocidade de desligamento (m/s)</i>	20

A.3. Entidade/pessoa responsável pela atividade programática:

A entidade responsável pela CPA proposta é a Zeta Energia S.A. (doravante denominada implementador da CPA).

Zeta Energia S.A. é uma empresa que faz prospecções de projetos de energia renovável, com foco em energia eólica.

A.4. Descrição técnica da atividade programática:

A.4.1. Identificação da atividade programática:

A.4.1.1. Parte anfitriã:

Brasil.

A.4.1.2. Referência geográfica ou outros meios de identificação inequívoca da atividade programática (máximo de uma página):

A Central Geradora Eolielétrica *Muritiba* está sendo desenvolvida no município de, São Francisco de Itabapoana, estado de Rio de Janeiro, região sudeste do Brasil. As coordenadas geográficas do local onde a central geradora eolielétrica será implementada assim como a figura que ilustra onde a planta está localizada dentro do limite geográfico do PoA (ou seja, o Brasil) são apresentadas a seguir.



Coordenadas geográficas	<i>Muritiba Central Geradora Eolielétrica</i>
Longitude (Oeste)	-41.0920
Latitude (Sul)	-21.5792

Figura 1: Local da atividade do projeto – *Muritiba Central Geradora Eolielétrica* - sob o Programa de atividades de Centrais elétricas eólicas Omega.

Nome/detalhes de contato da entidade/pessoa responsável pela atividade programática

ZETA ENERGIA S.A.
Endereço: Rua Padre João Manuel, 222 – 3º andar – Cerqueira César
01411-000 – São Paulo - SP
Brasil

A.4.2. Duração da atividade programática:

A.4.2.1. Data de início da atividade programática:

22/12/2013 (DD/MM/AAAA)

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

Considerando a definição acima, para determinar a data de início da atividade do projeto as datas previstas para os seguintes eventos foram consideradas: **contrato de financiamento, Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, principais pedidos de equipamentos, emissão de licença de construção e início da construção.**



A central elétrica eólica considerada nesta CPA não foi qualificada para participar do leilão de energia do governo, que acontecerá em 22 de março de 2012⁵. Nesse sentido, os principais eventos relacionados à implementação das plantas estão ligados à suposição de que a planta pode ser qualificada para participar do leilão de energia de 2013, previsto para acontecer da seguinte forma:

Tabela 2- Principais eventos relacionados a Muritiba

Ações ⁶	Muritiba	Justificativa
<i>Emissão de Licença de Construção</i>	06/01/2014	Um mês antes do início da construção
<i>Principais pedidos de equipamentos</i>	01/01/2014	Seis meses antes do início da construção
<i>Data de início da construção</i>	07/01/2014	Dezoito meses antes do início da operação
<i>Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE)</i>	22/12/2013	9 meses após o leilão ⁷ .
<i>Contrato de financiamento</i>	22/06/2014	Seis meses após a assinatura do CCVE

Como observado acima, o primeiro evento relacionado com a implementação da atividade de projeto proposta está prevista para ocorrer em dezembro de 2013. Essa é a data em que o CCVE deverá ser assinado. Normalmente, diversos passos necessários para construir as centrais geradoras eolielétricas, como o contrato de financiamento, são realizados somente após a assinatura do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica. Entretanto, se a empresa decidir não construir a planta após a assinatura do CCVE haverá penalidades relevantes.

Assim, embora este evento não possa ser considerado como o fechamento financeiro nem represente uma despesa significativa relacionada à implementação da planta, o desenvolvedor do projeto estará comprometido com os termos do contrato, assumindo que a central geradora eolielétrica será realmente implementada. Portanto, esta deve ser considerada a data de início do projeto.

Conforme informações acima, a data de início identificada da atividade do projeto proposta é 22/12/2013.

A.4.2.2. Vida útil operacional esperada da atividade programática:

A vida útil operacional esperada da CPA é de 20 anos.

⁵ Portaria nº 554 do Ministério de minas e energia, de 23 de setembro de 2011. O documento está disponível em http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/3%20Energia%20Nova/prt2011554mme.pdf.

⁶ As datas estimadas das principais ações relacionadas à atividade do projeto foram consideradas com base no fato de que o leilão acontecerá em março de 2013 e que *Muritiba* ganhe o leilão. Se o leilão acontecer antes e/ou a central elétrica eólica de *Muritiba* não ganhar o leilão, as datas estimadas podem mudar. As alterações necessárias em relação às datas das principais ações da atividade de projeto serão fornecidas durante o processo de validação.

⁷ Este aumento de tempo foi baseado no tempo decorrido entre o leilão e a assinatura do CCVE observado no leilão A-3 anterior (http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Cronograma_02-12-11.pdf)



A.4.3. Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:

Período de obtenção de créditos renovável

A.4.3.1. Data de início do período de obtenção de créditos:

01/01/2016 (DD/MM/AAAA)

A.4.3.2. Duração do período de obtenção de créditos, primeiro período de obtenção de créditos caso seja escolhido o período de obtenção de créditos renovável:

7 anos e 0 mês

OBSERVAÇÃO: A data final do programa de atividades ao qual esta atividade programática será acrescentada é 27/10/2039.

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

A quantidade estimada de reduções de emissões da atividade de projeto proposta foi calculada com base nas equações descritas no programa de atividades.

Tabela 3 - Estimativa de reduções de emissões do projeto.

Ano	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2016 (a partir de 1 ^o de janeiro)	11.229
2017	11.229
2018	11.229
2019	11.229
2020	11.229
2021	11.229
2022 (a partir de 31 de dezembro)	11.229
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	78.603
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de obtenção de créditos de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	11.229

A.4.5. Financiamento público da atividade programática:



A CPA não recebe nenhum financiamento público.

A.4.6. Confirmação de que a atividade programática não é registrada como uma atividade de projeto separada no âmbito do MDL nem faz parte de outro programa de atividades registrado:

Atualmente as centrais geradoras eolielétricas registradas na CQNUMC como atividade de projeto no âmbito do MDL são: *Central Geradora Elioelétrica Osório* (Ref#0603), *Central Geradora Elioelétrica Horizonte* (Ref# 0486) e *Central Geradora Elioelétrica Água Doce* (Ref#0575).

No entanto, existe 1 PoA brasileiro registrado que está relacionado ao escopo do setor agrícola (15), ou em vez disso, não corresponde à implementação de centrais geradoras elioelétricas.

Nesse sentido, a entidade coordenadora e gerenciadora e o implementador da CPA confirmam que a CPA proposta não é registrada como uma atividade de projeto separada no âmbito do MDL nem faz parte de outro PoA registrado.



SEÇÃO B. Elegibilidade da atividade programática e estimativa das reduções de emissões

B.1. Título e referência do programa de atividades registrado ao qual a atividade programática é acrescentada:

Esta atividade programática será acrescentada ao programa de atividades *Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega*

B.2. Justificativa de por que a atividade programática é elegível à inclusão no programa de atividades registrado:

As condições de elegibilidade do PoA proposto assim como a justificativa de por que a CPA proposta é elegível para ser incluída no PoA registrado estão descritas em mais detalhes a seguir.

(a) O limite geográfico do CPA, incluindo qualquer limite induzido por tempo consistente com um limite geográfico definido no PoA;

A central geradora eolielétrica considerada na CPA está localizada em São Francisco de Itabapoana, estado de Rio de Janeiro, região sudeste do Brasil. Para obter uma descrição detalhada do local da atividade do programa no MDL consulte a seção A.4.1.2. acima. ✓

(b) Condições que evitem a dupla contagem de reduções de emissões, como identificações únicas do produto e locais do usuário final (por exemplo, logotipo do programa);

As coordenadas geográficas, data de início e data do período de obtenção de créditos estão descritas neste CDM-CPA-DD. Consulte as seções A.4.1.2., A.4.3.1 e A.4.3.2, respectivamente. Essas informações também estão incluídas no banco de dados do *Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega* e identificam inequivocamente a planta considerada nesta CPA. Além disso, essa informação é coerente com as disponíveis na certificação eólica fornecida por um terceiro. ✓

(c) As especificações de tecnologia/medida, incluindo o nível e tipo de especificações de serviços e desempenho, incluindo a conformidade com testes/certificações

A certificação eólica para a central elétrica eólica *Muritiba* foi fornecida ao DOE. A tecnologia para ser aplicada, o fator de carga planta e da energia líquida a ser gerada pela planta são descritos no documento. ✓

(d) Condições para verificar a data de início da CPA através de provas documentais;

A identificação da data de início da CPA proposta seguiu a definição apresentada no *Glossário de termos MDL* e as datas em que todas as ações listadas no CDM-POA-DD estão previstas para acontecer foram avaliadas. Detalhes sobre como a data de início da CPA proposta foi identificada são fornecidos acima, na seção A.4.2. ✓



(e) Condições que assegurem conformidade com aplicabilidade e outros requisitos de metodologias simples ou múltiplas aplicados pelas CPAs

A Central Geradora Elioelétrica *Muritiba* consiste de uma central elétrica eólica totalmente nova que será interligada ao Sistema Interligado Nacional. Nesse sentido, está em conformidade com as condições de aplicabilidade da ACM0002 (versão 12.3.0) conforme detalhadas a seguir: ✓

De acordo com as condições de aplicabilidade, a metodologia ACM0002 *é aplicável a atividades do projeto de geração de energia renovável interligada à rede que (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova) (b) envolvem uma adição de capacidade (c) envolvem uma modernização de planta(s) existente(s) ou (d) envolvem substituição de planta(s) existente(s).*

A Central elétrica eólica *Muritiba* é uma central elétrica eólica totalmente nova conectada à rede, correspondendo à opção (a) no parágrafo acima.

A metodologia também fornece as seguintes condições:

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

A Central elétrica eólica *Muritiba* consiste na instalação de nova central elétrica eólica.

- *No caso de adições de capacidade, modernizações ou substituições (com exceção dos projetos de adição de capacidade para os quais a geração de eletricidade da(s) central(ais) elétrica(s) ou unidade(s) existente(s) não é afetado): a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve adição da capacidade ou modernização da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto;*

A Central elétrica eólica *Muritiba* consiste na instalação de central elétrica eólica totalmente nova. Portanto, essa condição de aplicabilidade não se aplica.

- *No caso de centrais hidrelétricas*
 - *Pelo menos uma das seguintes condições deve se aplicar:*
 - *A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, sem qualquer alteração no volume de nenhum dos reservatórios; ou*
 - *A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, em que o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a*



densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que $4 W/m^2$ após a implementação da atividade de projeto; ou

- *A atividade do projeto resulta em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que $4 W/m^2$ depois da implementação da atividade de projeto.*

No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que $4W/m^2$ após a implementação da atividade de projeto todas as condições a seguir deverão se aplicar.

- *A densidade de potência calculada para a atividade do projeto completa usando a equação 5 é maior que $4W/m^2$;*
- *Todos os reservatórios e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada;*
- *O fluxo de água entre os múltiplos reservatórios não é usado por qualquer outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto;*
- *A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que $4W/m^2$, é menor que 15MW;*
- *A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que $4W/m^2$, é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.*

Não se aplica. A CPA proposta não corresponde a uma central hidrelétrica.

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

- *Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;*
- *Centrais elétricas alimentadas com biomassa;*
- *Uma central hidrelétrica que resulta na formação de em um novo reservatório único ou no aumento de um único reservatório existente em que a densidade de potência do reservatório é menor do que $4 W/m^2$.*



A CPA proposta é elegível para uso da ACM0002, pois ela não corresponde a nenhuma das restrições listadas acima. Além das condições de aplicabilidade da metodologia ACM0002, as condições de aplicabilidade das ferramentas usadas também devem ser avaliadas.

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

Conforme descrito na seção B.6.1 do CDM-POA-DD, as centrais elétricas fora da rede de energia não foram consideradas. Portanto, as exigências do Anexo 2 da ferramenta, referentes às condições de aplicabilidade que devem ser atendidas quando esses tipos de planta são considerados, não se aplicam. Além disso, o Sistema Elétrico Brasileiro não está nem parcialmente nem totalmente localizado em qualquer país do Anexo I.

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

(f) Condições que garantem que os CPAs atendam aos requisitos relativos à demonstração da adicionalidade, conforme especificado na seção A acima;

A CPA proposta passa no teste de adicionalidade, como demonstrado na seção B.3. abaixo. ✓

(g) Requisitos específicos do PoA estipulados pela CME incluindo quaisquer condições relacionadas com a realização de consultas públicas locais e análise de impacto ambiental;

Conforme discutido no CDM-POA-DD, a consulta pública local foi realizada em nível PoA. Os resultados do estudo de impacto ambiental realizado especificamente para esta CPA proposta são apresentados na seção C abaixo. ✓

(h) Condições para fornecer uma afirmação de que o financiamento das partes do Anexo I, se houver, não resulta em um desvio de assistência oficial ao desenvolvimento;

O implementador da CPA confirma que a CPA proposta não resultará em um desvio da Assistência Oficial ao Desenvolvimento de um país do Anexo I. ✓

(i) Onde aplicável, grupo de destino (por exemplo, doméstico/comercial/industrial, rural/urbano, ligado em rede/fora da rede) e mecanismos de distribuição (instalação direta, por exemplo);

Como discutido no item (e) acima, bem como em conformidade com os requisitos da ACM0002, a central elétrica eólica *Muritiba* consiste em uma central elétrica eólica conectada à rede. ✓

Como discutido no CDM-PoA-DD, as condições de elegibilidade *j*, *k*, *l* e não são aplicáveis à CPA proposta.



B.3. Avaliação e demonstração da adicionalidade da atividade programática, conforme os critérios de elegibilidade listados no programa de atividades registrado:

A adicionalidade da CPA é avaliada e demonstrada seguindo os critérios de elegibilidade listados no PoA registrado. Os resultados são apresentados abaixo.

Passo 1 – Tem que ser confirmado que os cenários alternativos apresentados na seção E.5.1 no CDM-PoA-DD acima são confiáveis e atendem às leis e regulamentações obrigatórias no momento da validação da CPA.

Os únicos cenários alternativos confiáveis para a atividade programática proposta no âmbito do MDL são os identificados no PoA registrado. No entanto, esses cenários atendem totalmente às leis e regulamentações aplicáveis do país.

Passo 2 – a análise de investimentos de uma CPA típica deve ser realizada conforme descrito na seção E.5.1. do CDM-PoA-DD. *O resultado deverá demonstrar que a TIR de um projeto é menor que o CMPC, portanto, demonstrar de forma inequívoca que o projeto não é atraente/viável do ponto de vista patrocinador do projeto.*

O benchmark e o indicador financeiro aplicáveis foram calculados seguindo os procedimentos descritos no PoA registrado. Os resultados são apresentados abaixo.

Benchmark - Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC)

O CMPC do setor considerado é aquele calculado para 2011 – *ou seja* o ano do início da CPA ou o ano mais recente para o qual as informações estão disponíveis, o que for mais adequado - e é igual a 9.38%. Esse valor foi calculado através da fórmula abaixo:

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

We e **Wd** são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. Normalmente, para o projeto de geração de energia alternativo, o BNDES financia até 80% dos itens elegíveis para financiamento⁸. Considerando o investimento total necessário para construir uma planta, pode-se supor que cerca de 70% do projeto é financiado. Assim, o percentual de 70% corresponde à dívida das ações ordinárias inicial para as empresas de geração de energia, que é a parte desembolsada pelo banco para o investidor e paga no início do projeto.

No entanto, para o cálculo do CMPC deve-se considerar a estrutura da dívida das ações ordinárias em longo, que considera não apenas a dívida das ações ordinárias no início do projeto, mas também como essa estrutura deverá variar durante o projeto. Como consequência do uso da estrutura da dívida de ações ordinárias em longo prazo, a proporção de 70% diminui com a duração do projeto.

⁸

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

**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DA ATIVIDADE PROGRAMÁTICA NO ÂMBITO DO MDL
(CDM-CPA-DD) - Versão 01**



NOME /TÍTULO DO Programa de Atividades:
Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega



MDL – Conselho Executivo

pagina 13

Em geral, o investidor tem um período de carência antes de começar a pagar a amortização e, ao mesmo tempo, recebe todo o financiamento do BNDES no início do projeto. Para o tempo restante, o investidor não recebe financiamento adicional (diminuição da proporção da dívida), enquanto o investidor começa a pagar a amortização do financiamento com seu capital líquido (aumento da proporção de capital próprio), aumentando a relação entre capital/dívida até que não haja débito no 16º ano do período de financiamento do BNDES. Esse raciocínio é ilustrado com um exemplo hipotético na figura abaixo.

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

Figura 2 - Exemplo hipotético para a estrutura de dívidas das ações ordinárias em longo prazo.

Apesar da explicação dada acima, essas informações não estão prontamente disponíveis para projetos semelhantes sendo desenvolvidos no Brasil. Assim, de acordo com as “Diretrizes para avaliação da análise de investimento” (parágrafo 18, Anexo 5, EB62), 50% da dívida (**Wd**) e 50% (**We**) do capital próprio são considerados valor padrão.

Custo da dívida (Kd)

Kd é o custo da dívida, que é observado no mercado com relação à atividade do projeto, e que já leva em conta os benefícios de impostos de contratação de dívidas. Este parâmetro é calculado através da seguinte equação: $[1 + (a+b+c) \times (1-t)] / [(1 + \pi) - 1]$ (Tabela 4).

Tabela 4: Cálculo de custo da dívida (Kd)

Custo da dívida (Kd)	
(a) Custo financeiro ⁹	6,53%
(b) Taxa do BNDES ¹⁰	0,9%
(c) Spread ¹¹	2,00%

9

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

¹⁰ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf



(a+b+c) Pré-Custo da Dívida	9,43%
(t) Alíquota do imposto marginal ¹²	0,00
(π) Previsão de inflação ¹³	4,5%
Custo da Dívida após o imposto	4.71%a.a.

De acordo com a tabela acima, **Kd** é de 4.71%.

Custo do capital próprio (Ke)

Ke é o custo do capital próprio e foi estimado usando as melhores práticas financeiras, pelo método chamado de Modelo de Determinação do Preço dos Ativos Fixos - CAPM (do inglês *Capital Asset Pricing Model*) (mencionado como método apropriado para determinar benchmarks na orientação 14, Anexo 5, EB62). Ele representa a taxa de retorno para investimentos de capital próprio, sendo estimado pela equação: $[(1 + R_f) / (1 + \pi') - 1] + (\beta \times R_m) + R_c$ (Tabela 5 -).

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

Custo do capital próprio (Ke)	
(Rf) Taxa livre de riscos ¹⁴	4,25%
(Rm) Prêmio de risco do capital próprio ¹⁵	6,03%
(Rc) Estimativa do prêmio pelo risco país ¹⁶	2,45%
(β) Risco setorial ¹⁷	1,55%
(π') Inflação esperada dos EUA ¹⁸	1,98%
Custo do capital próprio com o risco país brasileiro (a.a.)	14.05%pa

De acordo com a tabela acima, **Ke** é de 14.05%. Como pode ser visto, o **Ke** deriva de uma taxa livre de riscos mais o prêmio de risco do mercado ajustado para o setor através de Beta (β).

¹¹ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf

¹² <http://www.receita.fazenda.gov.br/Aliquotas/ContribPj.htm>
<http://www.receita.fazenda.gov.br/Aliquotas/ContribCsl/Aliquotas.htm>

¹³ <http://www.bcb.gov.br/pec/metast/InflationTargetingTable.pdf>

¹⁴ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

¹⁵ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

¹⁶ http://www.cbonds.info/all/eng/index/index_detail/group_id/1/

¹⁷ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

¹⁸ <http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm>

**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DA ATIVIDADE PROGRAMÁTICA NO ÂMBITO DO MDL
(CDM-CPA-DD) - Versão 01**



NOME /TÍTULO DO Programa de Atividades:
Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega



MDL – Conselho Executivo

página 15

Inserindo esses números na fórmula do CMPC:

$$WACC = 50\% \times 4.71\% + 50\% \times 14.05\% = 9.38\%$$

Indicador financeiro - Taxa Interna de Retorno (TIR)

O indicador financeiro identificado é a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto. O fluxo de caixa foi calculado considerando uma vida útil esperada de 20 anos (período máximo de avaliação e vida útil operacional esperada do projeto como recomendado pela orientação 3, Anexo 5, EB 62). A tabela apresentada abaixo fornece uma lista dos valores principais de entrada assim como uma breve justificativa do seu uso.

Tabela 6: parâmetros e a justificativa dos dados utilizados na análise de investimento.

Parâmetro	Valores	Justificativa/fonte das informações usadas
<i>Capacidade instalada (MW)</i>	9	Preferivelmente com base na concepção do projeto do parque eólico e apoiada pela certificação eólica.
<i>Fator de Carga da Planta (%)†</i>	36.1	Valor estimado pela empresa de certificação eólica com probabilidade de 50% (P50). O uso do relatório de certificação eólica está de acordo com o parágrafo 3(b) do Anexo 11, EB 48. Essa faixa de probabilidade representa uma probabilidade de 50:50 de uma geração maior ou menor de eletricidade pela planta e pode ser considerada conservadora. Por exemplo, as instituições financeiras geralmente consideram P90 no contrato de financiamento.
<i>Preço do CCVE (R\$/MWh)</i>	97.00 a 128	O preço considerado na análise de investimento é aquele com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) da região sudeste do Brasil em um estudo realizado por um terceiro. O preço varia ao longo dos anos, como verificado no fluxo de caixa da atividade de projeto.
<i>100% taxa TUSD</i>	100% de 7,43	No Brasil, os produtores de eletricidade que utilizam fontes renováveis recebem um desconto de 50% na TUSD (<i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</i>). Esse desconto visa aumentar os investimentos em projetos de energia renovável e deverá ser considerado como política do Tipo E-, como definido no Anexo 3,

**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DA ATIVIDADE PROGRAMÁTICA NO ÂMBITO DO MDL
(CDM-CPA-DD) - Versão 01**



NOME /TÍTULO DO Programa de Atividades:
Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega



MDL – Conselho Executivo

pagina 16

		EB 22. Além disso, de acordo com esse esclarecimento, não é necessário considerar as políticas do tipo E- ¹⁹ no desenvolvimento do cenário da linha de base, se implementado após 11 de novembro de 2001. A redução da taxa TUSD foi estabelecida pela ANEEL, Resolução nº 77 datada de 18/08/2004 ²⁰ . Portanto, o desconto não será levado em consideração.
<i>Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI)</i>	Ele já está incluído no investimento	<i>IPI</i> significa imposto sobre produtos industrializados. Desde 2009, o governo federal concordou em isentar as turbinas eólicas de pagar este imposto. Considerando que esta política é específica para turbinas eólicas, ou em vez disso, a política cria incentivos para tecnologias menos intensivas na emissão de GEE (política do Tipo E), a isenção não foi considerada.
Investimento (R\$ 1.000)	36.228	Preferivelmente com base nas cotações dos fabricantes e nas dos provedores de serviços EPC.
P-TIR%	1,77	Taxa Interna de Retorno de projeto da central elétrica eólica Muritiba

† Dependendo do ponto de interligação da planta (distribuição ou sistema de transmissão), esse valor pode considerar as perdas de transmissão do sistema. As perdas de transmissão são determinadas em relação à gravidade do ponto do Sistema Interligado Brasileiro e pode ser confirmado com o relatório publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica disponível em www.ccee.org.br.

Comparação dos indicadores financeiros

A TIR do projeto, conforme apresentada à EOD, é de **1,77%**. Esse número é menor que o CMPC do setor – 9.38% – o benchmark. Consequentemente, é evidente que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor (Tabela 7).

Tabela 7 - Comparação entre a TIR do projeto e o CMPC do setor

Projeto	P-TIR%	CMPC (%)
<i>Muritiba</i>	1,77	9.38%

Análise de sensibilidade

¹⁹ Do parágrafo 6.b) do Anexo 3, CE 22 Tipo E - as políticas são *nacionais e/ou políticas ou normas setoriais que dão vantagens comparativas às tecnologias menos intensivas em emissões sobre as tecnologias mais intensivas em emissões (p.ex., os subsídios públicos para promover a difusão da energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética).*

²⁰ Disponível em português em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>>. Acessado em 02/09/2011.



A análise de sensibilidade foi realizada de acordo com os procedimentos descritos no PoA registrado. Em primeiro lugar, os parâmetros foram alterados em 10% e foi avaliado o impacto na TIR do projeto. Veja os resultados na tabela a seguir.

Tabela 8 – Análise de sensibilidade

Cenário	% de alteração	P-TIR%
<i>Original</i>	-	1,77
<i>Aumento na geração de eletricidade</i>	10%	3,46
<i>Aumento na tarifa de eletricidade</i>	10%	3,46
<i>Redução nos investimentos esperados</i>	10%	2,83

Como é possível observar pelos resultados apresentados acima, a TIR do projeto permanece menor que o benchmark (9.38%) aumentando as receitas do projeto ou reduzindo os custos do projeto. No entanto, foi realizada uma simulação para verificar possíveis cenários em que a P-TIR fosse igual ao benchmark. O resultado é apresentado na tabela abaixo.

Tabela 9 – Cenários em que a TIR do projeto iguala o benchmark (9,38%).

	P-TIR %	PREÇO (R\$/MWh)	INVESTIMENTO (R\$ 1.000)	ELETRICIDAD E (MWh/ano)	Varição (%)
<i>Original</i>	1,77	97.00 a 128	36.228	28.494	N/A
<i>Preço</i>	9.38%	148,07 a 195,39	36.228	28.494	52,65
<i>Investimento</i>	9.38%	97.00 a 128	18.440	28.494	49,10
<i>Eletricidade</i>	9.38%	97.00 a 128	36.228	43.496	52,65

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

O preço utilizado na análise de investimento baseia-se no *PLD*) da região sudeste do Brasil. O estudo foi realizado pela PSR, uma empresa de consultoria independente especializada em estudos do setor elétrico no



Brasil. O *PLD* identifica a compra e a venda de energia elétrica no mercado de curto prazo e é definido como o "*preço à vista*" divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O *PLD* é determinado considerando-se os dados do Operador Nacional do Sistema (ONS) para a otimização da operação do Sistema Interligado Brasileiro. Além disso, os últimos leilões mostram que o preço da energia diminuiu, como observado no 2º, 3º e 4º leilões de Energia de Reserva, realizados em 2009, 2010 e 2011, respectivamente²¹. Os preços médios obtidos por outros proponentes do projeto nos leilões mencionados foram R\$148,39/MWh, R\$ 122,69/MWh e R\$ 99,57/MWh, respectivamente. Portanto, um aumento na TIR do projeto devido ao aumento na tarifa de eletricidade é muito improvável.

O investimento total necessário para construir as plantas, conforme apresentado no fluxo de caixa, corresponde ao custo estimado do investimento feito pelo proprietário do projeto. Especificamente para esta atividade do projeto o proprietário do projeto planeja assinar um contrato EPC. Esse tipo de contrato fixa o preço para construir uma planta e qualquer variação a favor ou contra o projeto fica por conta da empresa de construção, significando que nenhuma variação na TIR do projeto pode ser atribuída a uma variação nos custos de investimento.

Resultado

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

Passo 3 – Não se aplica.

Passo 4 – A análise da prática comum de uma CPA típica deverá ser realizada analisando as centrais geradoras eolielétricas implementadas dentro do limite do PoA, aplicando a abordagem em passos apresentada acima na seção E.5.1. do CDM-PoA-DD com relação a um banco de dados oficial e disponível ao público (por exemplo, o banco de dados da ANEEL). *Se qualquer opção semelhante for identificada, por que a existência de um projeto semelhante não contradiz o resultado do passo 2 e/ou 3 do teste de adicionalidade deve ser discutido.*

O resultado para cada um dos passos descritos no CDM-PoA-DD é:

Passo 1: A capacidade instalada da planta considerada na CPA proposta é 9 MW. Portanto, apenas as centrais elétricas eólicas que possuem uma capacidade instalada que varia de 4.5MW para 13.5MW serão consideradas.

Passo 2: A central geradora eolielétrica considerada na CPA está localizada no estado do Rio de Janeiro. Portanto, as plantas localizadas nesse estado não consideradas nas atividades de projeto do MDL são

²¹ Os resultados de cada leilão conduzido pela CCEE podem ser acessados em www.ccee.org.



consideradas. Além disso, a data de início da atividade do projeto é após o início da validação. Portanto, apenas as plantas que entraram em funcionamento antes da publicação da CPA proposta pelo processo de comentário público internacional (27 de outubro de 2011) foram consideradas. O resultado é que $N_{all} = 0$.

Passo 3: Como discutido acima no Passo 2, não foi identificada nenhuma central geradora eolielétrica localizada no Rio Grande de Janeiro. Assim, $N_{diff} = 0$.

Passo 4: A partir dos resultados discutidos acima, temos:

$$N_{all} - N_{diff} = 0 < 3 e,$$

$$F = 1 - N_{diff}/N_{all} = 0 < 0,2$$

A partir dos resultados apresentados acima pode-se observar que nenhuma atividade comparável ocorre sem incentivos. Sendo assim, o projeto não pode ser considerado uma prática comum e, portanto, não é um cenário do tipo de modo mais comum de trabalho. Nesse sentido, fica claro que, na ausência do incentivo criado pelo MDL, este projeto não seria o cenário mais atraente.

Resultado final: A CPA proposta é adicional, pois atende aos critérios de elegibilidade listados no PoA registrado, como discutido acima.

B.4. Descrição das fontes e gases incluídos no limite do projeto e prova de que a atividade programática está localizada dentro do limite geográfico do programa de atividades registrado.

O limite geográfico do PoA registrado é o Brasil. Como descrito acima, na seção A.4.1.2., a Central elétrica eólica *Muritiba* está sendo desenvolvida no município de São Francisco de Itabapoana, estado de, Rio de Janeiro, região sudeste do Brasil. As coordenadas geográficas apresentadas nesta seção provam inequivocamente que o projeto está sendo implementado dentro do limite do PoA, como definido anteriormente.

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

Tabela 10: Fontes de emissões incluídas ou excluídas no limite da CPA.

	Fonte	Gás	Incluído(a)?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH ₄	não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	não	Fonte de emissão pequena.
Atividade do Projeto	Para centrais elétricas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de	Não se aplica.		



gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	
Emissões de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais elétricas geotérmicas	Não se aplica.
Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	Não se aplica.

B.5. Reduções de emissões:

B.5.1. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Todos os parâmetros utilizados para a determinação da redução de emissões pelo PoA proposto são monitorados por cada CPA. Para obter detalhes consulte a seção B.6.1. abaixo.

B.5.2. Cálculo ex-ante das reduções de emissões:

Emissões da linha de base (BE_y)

A CPA proposta corresponde a uma central elétrica eólica totalmente nova. Portanto, as emissões da linha de base são calculadas da seguinte forma:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad \text{Equação1}$$

Onde:

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

$EG_{PJ,y}$ = A quantidade de geração de eletricidade líquida que é produzida e alimentada à rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL no ano y (MWh);

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

Para este tipo de projeto, $EG_{PJ,y}$ é determinado como a seguir.

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad \text{Equação2}$$

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = A quantidade de geração de eletricidade líquida que é produzida e alimentada à rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL no ano y (MWh);



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

A quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano y ($EG_{facility,y}$, em MWh) foi determinada, para fins da estimativa ex-ante, como sendo igual a capacidade instalada de cada planta multiplicada pelo fator de capacidade - conforme determinado pela Certificação Eólica especialmente realizada para o local considerado na CPA – e pelo número de horas previstas para a planta ficar em operação durante o ano y.

A capacidade instalada da Central Geradora Eolielétrica *Muritiba* é de 9MW, como descrito anteriormente nesta CPA. A Certificação Eólica no local do projeto foi realizada pela Camargo Shubert, uma empresa de certificação eólica de renome. Os resultados do estudo mostram que o fator de capacidade da planta é de 36.1%. Considerando que a planta ficará em operação 8760 horas/ano, a eletricidade gerada pela planta é de 28.494 MWh/ano.

Como descrito no PoA registrado, o cálculo do fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede ($EF_{grid,CM,y}$) segue os passos estabelecidos na “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”. Para obter as escolhas metodológicas e detalhes sobre como o fator de emissão foi calculado, consulte o PoA. Os resultados são apresentados abaixo.

- **PASSO 1** - Identificar o sistema de energia elétrica relevante

Seguindo a Resolução nº 8, emitida pela AND brasileira em 26 de maio de 2008, a Sistema Interligada Nacional corresponde ao sistema a ser considerado. Ele cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste) como apresentado na figura abaixo.

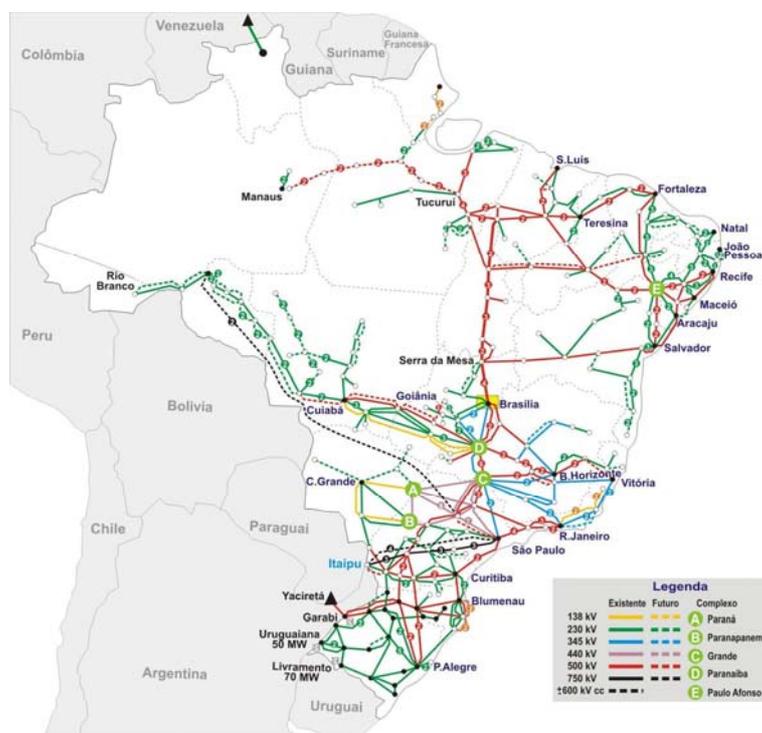


Figura 3 – Sistema Interligado Nacional. (Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico)

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

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

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

A AND brasileira disponibilizou ao público a OM através da OM da análise de dados de despacho (opção c). Portanto, este método foi usado para a atividade do projeto proposta. Consulte a seção E.6.1. do CDM-PoA-DD para obter a justificativa adequada.

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

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

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



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

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

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

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

Aplicando os resultados apresentados nos PASSOS 4 e 6 acima da equação 6 apresentada na seção E.6.1. do CDM-PoA-DD e considerando os pesos $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ (de acordo com o método **a**) da ferramenta) obtivemos,

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

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

$$EF_{grid,CM,y} = 0,3941 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

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

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

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} = 28.494 \text{ MWh}$$

$$BE_y = 28.494 \text{ MWh} \times 0,3941 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$BE_y = 11.229 \text{ tCO}_2$$

Emissões do projeto (PE_y)

Como explicado na seção E.6.1. do CDM-PoA-DD, não existem fontes de emissões do projeto associadas à implementação da CPA proposta.

$$\text{Portanto, } PE_y = 0$$

Emissões de vazamento (LE_y)

**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DA ATIVIDADE PROGRAMÁTICA NO ÂMBITO DO MDL
(CDM-CPA-DD) - Versão 01**



NOME /TÍTULO DO Programa de Atividades:
Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega



MDL – Conselho Executivo

página 24

Como explicado na seção E.6.1. do CDM-PoA-DD, não existem fontes de emissões de vazamento associadas à implementação da CPA proposta.

Portanto, $LE_y = 0$.

Reduções de Emissões (ER_y)

De acordo com a ACM0002, as reduções de emissões de uma CPA típica são calculadas como a seguir.

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação3

Onde:

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

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

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

Aplicando os resultados obtidos acima à Equação3 obtemos,

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$ER_y = 11.229tCO_2 - 0 tCO_2$$

$$ER_y = 11.229tCO_2$$

B.5.3. Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões:

Tabela 11: Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões.

Ano*	Estimativa de emissões da linha de base (toneladas de CO₂e)	Estimativa de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO₂e)	Estimativa de fugas (toneladas de CO₂e)	Estimativa do total de reduções de emissões (toneladas de CO₂e)
2016	11.229	0	0	11.229
2017	11.229	0	0	11.229
2018	11.229	0	0	11.229
2019	11.229	0	0	11.229
2020	11.229	0	0	11.229
2021	11.229	0	0	11.229
2022	11.229	0	0	11.229
Total (toneladas de CO₂e)	78.603	0	0	78.603

**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DA ATIVIDADE PROGRAMÁTICA NO ÂMBITO DO MDL
(CDM-CPA-DD) - Versão 01**



NOME /TÍTULO DO Programa de Atividades:
Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega



MDL – Conselho Executivo

página 25

** A partir de 1º de janeiro de 2016 até 31 de dezembro de 2022*

B.6. Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:

B.6.1. Descrição do plano de monitoramento:

De acordo com a metodologia de monitoramento o parâmetro que precisa ser monitorado é a quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y ($EG_{facility,y}$).

Além disso, a análise de ex-post foi escolhida para determinar a margem combinada do fator de emissão de CO₂ da rede elétrica. Portanto, os parâmetros relacionados também são listados abaixo.

As informações sobre os procedimentos de monitoramento a serem aplicados são apresentadas na tabela abaixo e detalhadas no CDM-PoA-DD.

Dado / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano y
Fonte do dado a ser usada:	Local da Atividade de Projeto
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	28.494
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Este parâmetro será quantificado através do medidor de energia que será localizado na subestação o qual mede continuamente a eletricidade entregue pela planta à rede. O equipamento usado possui nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal - classe de precisão 0,2. Além disso, deverá existir outro medidor funcionando como retaguarda o qual irá garantir que a eletricidade será medida apropriadamente. O monitoramento desse parâmetro será realizado <u>separadamente para cada planta</u> e será registrado, no mínimo, mensalmente.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados a seguir na seção E.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal - classe de precisão 0,2). Além disso, existirá outro medidor na subestação (backup) para assegurar que a eletricidade seja medida adequadamente. As informações serão comparadas utilizando evidência documentada da concessionária de energia local ou da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).
Comentário:	Como a central elétrica eólica <i>Muritiba</i> consiste em uma central elétrica totalmente nova, este parâmetro corresponde ao $EG_{PJ,y}$ usado para determinar emissões da linha de base.

Dado / Parâmetro:	$EG_{PJ,h}$
--------------------------	-------------

**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DA ATIVIDADE PROGRAMÁTICA NO ÂMBITO DO MDL
(CDM-CPA-DD) - Versão 01**



NOME /TÍTULO DO Programa de Atividades:
Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega



MDL – Conselho Executivo

página 26

Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y
Fonte do dado a ser usada:	Medições locais
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Não usado para estimativa ex-ante
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A eletricidade alimentada na rede pela atividade de projeto é monitorada pelo proprietário do projeto. As informações adicionadas por hora serão usadas para determinar o fator de emissão de CO ₂ da margem de operação seguindo as etapas fornecidas na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal). Informações fornecidas por hora pelos participantes do projeto podem ser semanais agregadas e cruzadas com os relatórios emitidos pela CCEE.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	<i>EF_{EL,DD,h}</i>
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ para unidades geradoras no topo da ordem de despacho na hora h no ano y
Fonte do dado a ser usada:	Website da AND brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/317399.html#ancora)
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Grande quantidade de dados.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A opção selecionada para calcular a margem de operação é a análise de despacho que não permite o uso do cálculo ex-ante do fator de emissão. Assim, este valor será calculado anualmente aplicando os números fornecidos pela AND brasileira e seguindo os passos fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	A fonte oficial de informação (ou <i>seja</i> , a AND do Brasil) será usada.
Comentário:	Para fins de estimativa, a margem operacional foi determinada considerando a média da margem operacional mensal do fator de emissão de CO ₂ publicado pela AND.

Dado / Parâmetro:	<i>EF_{grid,BM,y}</i>
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y
Fonte do dado a ser usada:	Website da AND brasileira

**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DA ATIVIDADE PROGRAMÁTICA NO ÂMBITO DO MDL
(CDM-CPA-DD) - Versão 01**



NOME /TÍTULO DO Programa de Atividades:
Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega



MDL – Conselho Executivo

página 27

usada:	(http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/317399.html#ancora)
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,1404
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A opção selecionada para calcular a margem de operação foi a análise de despacho que não permite o uso do cálculo <i>ex-ante</i> do fator de emissão. Assim, este valor será calculado anualmente aplicando os números fornecidos pela AND brasileira e seguindo os passos fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	A fonte oficial de informação (ou <i>seja</i> , a AND do Brasil) será usada.
Comentário:	Para fins de estimativa de redução de emissões, foram usados os dados das informações mais recentes publicamente disponíveis no momento da do início da validação da atividade de projeto.

Dado / Parâmetro:	<i>EF_{grid,CM,y}</i>
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y e calculado usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Fonte do dado a ser usada:	Website da AND brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/317399.html#ancora)
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,3941
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A opção selecionada para calcular a margem de operação foi a análise de despacho que não permite o uso do cálculo <i>ex-ante</i> do fator de emissão. Assim, este valor será calculado anualmente aplicando os números fornecidos pela AND brasileira e seguindo os passos fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	A fonte oficial de informação (ou <i>seja</i> , a AND do Brasil) será usada.
Comentário:	Para fins de estimativa de redução de emissões, foram usados os dados das informações mais recentes publicamente disponíveis no momento da do início da validação da atividade de projeto.

O patrocinador do projeto da Central Geradora Eolielétrica *Muritiba* irá prosseguir com as medidas de monitoramento necessárias conforme estabelecido nos procedimentos detalhados no formulário PoA DD.



SEÇÃO C. Análise ambiental

C.1. Indique o nível em que é realizada a análise ambiental, segundo as exigências das modalidades e procedimentos do MDL. Justifique a escolha do nível em que a análise ambiental é realizada:

Marque se essa informação for fornecida no nível do PoA. Neste caso, as seções C.2. e C.3. não precisam ser preenchidas nesse formulário.

No Brasil, o patrocinador de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou qualquer outra atividade capaz de causar degradação ambiental é obrigado a assegurar diversas permissões do órgão ambiental relevante (federal e/ou estadual, dependendo dos aspectos técnicos do projeto).

O impacto ambiental das centrais elétricas eólicas é considerado pequeno, comparado com o de outras fontes de geração de eletricidade. De acordo com a Resolução nº 279¹, datada de 27 de junho de 2001, emitida pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), as Centrais Geradoras Eolielétricas devem fazer uma avaliação do impacto ambiental simplificada para obter as licenças necessárias para o projeto. Portanto, o nível de CPA foi escolhido como aquele em que a análise ambiental será executada.

C.2. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:

Como mencionado acima na seção C.1., os impactos ambientais de uma central geradora eolielétrica são considerados de pequeno porte, em comparação com as outras fontes de geração de eletricidade, pelas regulamentações locais. Nesse sentido, as centrais elétricas eólicas devem realizar um estudo de impacto ambiental simplificado para obter as licenças necessárias para o projeto. As licenças exigidas por essa resolução são:

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

O processo inicia por uma análise prévia (estudos preliminares) realizada pelo patrocinador do projeto que é enviada à agência ambiental. Após o órgão ambiental local ter um entendimento positivo sobre o conceito ambiental do projeto, a Licença Prévia (LP) é emitida.

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

²² Disponível em <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res01/res27901.html>>. Acesso em 14 de julho de 2011.



A Licença de operação (LO) é um resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção, realizados para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local foram completadas.

A avaliação de impacto ambiental simplificada desenvolvida especificamente para a Central Geradora Eolielétrica *Muritiba* avaliou os possíveis impactos ambientais que ocorrem durante duas fases diferentes da implementação do projeto: construção e operação. Os impactos também foram classificados de acordo com seu efeito (positivo ou negativo), duração (curto prazo ou longo prazo), escopo (local ou regional), reversibilidade (reversível ou não). Dependendo do impacto identificado, foram propostas medidas de mitigação.

Os impactos negativos devem ocorrer em sua maior parte durante a fase de implementação e estão relacionados a influências no solo, na qualidade do ar e na vegetação. Exemplos desses impactos são o aumento na produção de material particulado em função da construção, supressão de vegetação, ruído, distúrbios na fauna e erosão. No entanto, a duração desses impactos é curta (somente enquanto o projeto está em construção) e a maioria deles é reversível e inteiramente mitigada.

São esperados possíveis impactos no campo socioeconômico. A implementação de parques eólicos normalmente aumenta as oportunidades de emprego e a renda municipal através do pagamento de royalties. Ao contrário dos aspectos negativos, a previsão é de que esses impactos ocorram na fase de operação do projeto, tendo longa duração e influência regional.

O patrocinador do projeto já apresentou o estudo ambiental à agência ambiental local quando solicitou a licença ambiental prévia. Documentação relevante será apresentada à EOD que valida a CPA e está disponível mediante solicitação.

C.3 Informe se, de acordo com as leis/regulamentações da Parte anfitriã, uma avaliação do impacto ambiental é exigida para uma atividade programática típica incluída no programa de atividades:

De acordo com as regulamentações ambientais brasileiras, uma avaliação do impacto ambiental é exigida para todas as CPAs incluídas em um programa de atividades.

A Resolução nº 279, datada de 27¹ de junho de 2001, emitida pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), estabelece que as Centrais Geradoras Eolielétricas devem fazer uma avaliação do impacto ambiental simplificada para obter as licenças necessárias para o projeto.

Nesse sentido, uma avaliação do impacto ambiental simplificada foi feita especificamente para a central elétrica considerada neste CDM-CPA – ou seja a Central Geradora Eolielétrica *Muritiba*. A avaliação do impacto ambiental simplificada foi fornecida à EOD que valida esta CPA e está disponível para consulta mediante solicitação.

²³ Disponível em <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res01/res27901.html>>. Acesso em 14 de julho de 2011.



SEÇÃO D. Comentários dos atores

D.1. Indique o nível em que foram solicitados comentários dos atores locais. Justifique a escolha:



Marque se essa informação for fornecida no nível do PoA. Neste caso, as seções D.2. e D.4. não precisam ser preenchidas nesse formulário.

A consulta pública local foi realizada em nível do PoA com base nas exigências da Autoridade Nacional Designada brasileira, a Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima, para obter a Carta de Aprovação. Consulte a seção D.1. do CDM-PoA-DD para obter a justificativa completa.

D.2. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:

Não se aplica.

D.3. Síntese dos comentários recebidos:

Não se aplica.

D.4. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

Não se aplica.

FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DA ATIVIDADE PROGRAMÁTICA NO ÂMBITO DO MDL
(CDM-CPA-DD) - Versão 01



NOME /TÍTULO DO Programa de Atividades:
Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega



MDL – Conselho Executivo

página 31

Anexo 1

**INFORMAÇÕES DE CONTATO DA ENTIDADE/PESSOA RESPONSÁVEL PELA ATIVIDADE
PROGRAMÁTICA**

Organização:	Zeta Energia S.A.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manuel, 222 – 3º andar
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3086-3184
FAX:	+55 (11) 3628-6185
E-Mail:	Marco.garcia@setaenergia.com.br
URL:	
Representado por:	Sr. Marco Antonio Garcia
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Garcia
Nome do meio:	Antonio
Nome:	Marco
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 (11) 3628-6185
Tel. direto:	+55 (11) 3086-3184
E-Mail pessoal:	Marco.garcia@setaenergia.com.br



NOME /TÍTULO DO Programa de Atividades:
Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido na CPA proposta.



NOME /TÍTULO DO Programa de Atividades:
Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco.



NOME /TÍTULO DO Programa de Atividades:
Programa de Atividades de Plantas de Energia Eólica da Omega



Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco. Para obter detalhes consulte a seção B.6.1. acima.
