



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

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (PDD)

Título da atividade do projeto	Projeto Energio de usinas de energia eólica
Número da versão do PDD	07
Data de finalização do DCP	19/07/2013
Participantes do projeto	• Energio Nordeste Energias Renováveis S.A.; • Ambio Participações Ltda.
Parte(s) anfitriã(s)	Brasil
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)	Escopo setorial: 01 Metodologia ACM0002 (versão 13.0.0)
Quantidade estimada da média anual de reduções de emissões de GEE	129.317 tCO ₂ e

SEÇÃO A. Descrição da atividade de projeto**A.1. Objetivo e descrição geral da atividade de projeto**

O "Projeto Energio de usinas de energia eólica", doravante referido como "atividade de projeto", é desenvolvido pela Energio Nordeste Energias Renováveis SA (ENERGIO) e a Ambio Participações Ltda. (AMBIO).

A atividade de projeto é a construção de dois novos complexos de energia eólica (WPCs) conectados à rede nacional brasileira, com capacidade instalada total de 121,80 MW e geração anual de eletricidade renovável de 422.100 MWh, o que desloca o consumo de combustíveis fósseis em usinas térmicas que estariam funcionando na ausência da atividade do projeto. Os complexos são Taíba e Icarai, e a data esperada de início de operação do "Projeto Energio de usinas de energia eólica" é de 27/10/2012 (data de início do complexo de Taíba) e 29/11/2012 (data de início do complexo de Icarai)

A atividade de projeto ajuda o Brasil a cumprir seus objetivos através de promover o desenvolvimento sustentável, especialmente em cidades pequenas como Amontada e São Gonçalo do Amarante, com população estimada de 39.233 e 43.947 habitantes respectivamente. Os principais impactos são:

Os resultados esperados do desenvolvimento sustentável para o país anfitrião desta atividade de projeto são:

- a) Contribuição para a sustentabilidade ambiental, uma vez que reduz o uso de energia fóssil (fontes não renováveis). Dessa forma, o projeto contribui para o melhor uso dos recursos naturais e faz uso de tecnologias limpas e eficientes;
- b) Aumento da oportunidade de emprego nas áreas onde o projeto está localizado;
- c) Promoção de melhores condições da economia local, pois o uso de energia renovável reduz a dependência de combustíveis fósseis, reduz a quantidade de poluição relacionada com as emissões de combustíveis fósseis e os custos sociais relacionados a ela.

De acordo com as informações mencionadas anteriormente, o projeto contribuirá para o desenvolvimento do país e também irá servir como um exemplo para demonstrar que, na América Latina, os projetos de energia eólica estão próximos de serem opções comerciais adequadas, estimulando o potencial de desenvolvimento de projetos semelhantes, o que irá aumentar a transferência de tecnologia e melhorar os padrões de qualidade de vida das regiões isoladas do país.

A.2. Localidade da atividade do projeto**A.2.1. Parte(s) anfitriã(s)**

Brasil.

A.2.2. Região/estado/província etc.

Região nordeste, estado do Ceará.

A.2.3. Cidade/comunidade etc.

Municípios de São Gonçalo do Amarante e Amontada, que são, respectivamente, 59 km e 157 km distantes de Fortaleza (Capital do Ceará).

A.2.4. Localização físico-geográfica

Tabela 01 – Localização das usinas de energia eólica

Complexo de energia eólica	Usina de energia eólica	Localização	Coordenadas de GPS
Taíba	Taíba Águia	Distrito de Taíba, Município São Gonçalo do Amarante	03° 32' 53" S 38° 53' 17" W
	Taíba Andorinha	Distrito de Taíba, Município São Gonçalo do Amarante	03° 31' 43" S 38° 53' 52" W
	Colônia	Distrito de Taíba, Município São Gonçalo do Amarante	03° 32' 33" S 38° 52' 41" W
Icaraí	Icaraí I	Distrito de Icaraí, Município de Amontada	03° 04' 12" S 39° 35' 34" W
	Icaraí II	Distrito de Icaraí, Município de Amontada	03° 03' 54" S 39° 35' 57" W

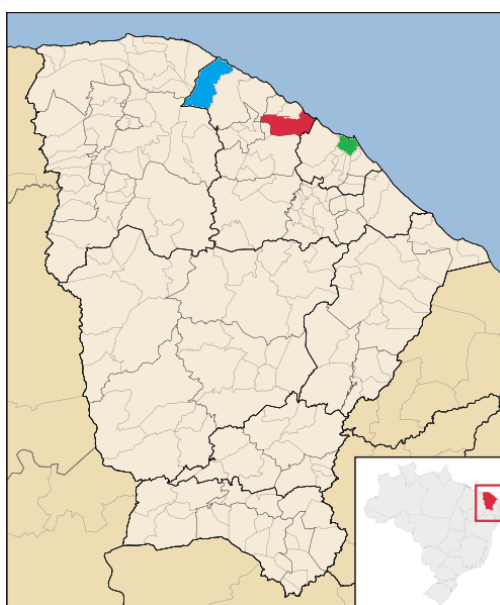


Figura 01 – Municípios de São Gonçalo do Amarante (vermelho), Amontada (azul) e Fortaleza (verde)

A.3. Tecnologias e/ou medidas

A atividade de projeto irá instalar cinco usinas eólicas (WWPs), com uma capacidade de geração total de 121,80 MW, que deverá produzir 422.100 MWh e fator de capacidade da usina médio de 39,6%. O tempo de vida operacional útil esperado é de 20 anos.

O Projeto será equipado com turbinas S95 fabricadas pela Suzlon. A seleção dessas turbinas foi baseada em estudos de adequação feitos para as condições particulares do vento que prevalecem nos locais do projeto e na região em geral, bem como sobre a manutenção e critério operação. Cada turbina é projetada para produzir 2,1 MW.

Tabela 02 – Especificações das turbinas eólicas

Especificações	Icaraí I	Icaraí II	Taíba Andorinha	Taíba Águia	Colônia
Capacidade da energia (MW)	27,3	37,8	14,7	23,1	18,9
No. de turbinas	13	18	7	11	9
Produção anual (MWh)	119.579	151.491	65.812	101.715	88.369

Fator de capacidade (%)	50,0%	45,7%	51,1%	50,3%	53,4%
Fabricante da usina/modelo	Suzlon S95				
Potência avaliada por turbina (MW)	2,1				
Comprimento da linha de transmissão (km)	100		7		
Voltagem da linha de transmissão (kV)	230				
Diâmetro do rotor (m)	95				
Área varrida (m²)	7.085				
Altura da torre (m)	100				

Todas as turbinas eólicas de cada usina serão ligadas umas às outras e à sala de controle central. Informações das estações de monitoramento do tempo e das condições de operação de subestações elétricas também serão recolhidas. A sala de controle central receberá todas as informações em tempo real e também irá exibi-las no monitor do computador.

As usinas Taíba Águia, Taíba Andorinha e Colônia serão interligadas à Subestação Taíba. A potência é de 230 kVA e o comprimento da linha de transmissão é de 7 km.

As usinas Icaraí I e Icaraí II, serão interligadas à subestação Icaraí. A potência é de 230 kVA, e o comprimento da linha de transmissão é de 100 km.

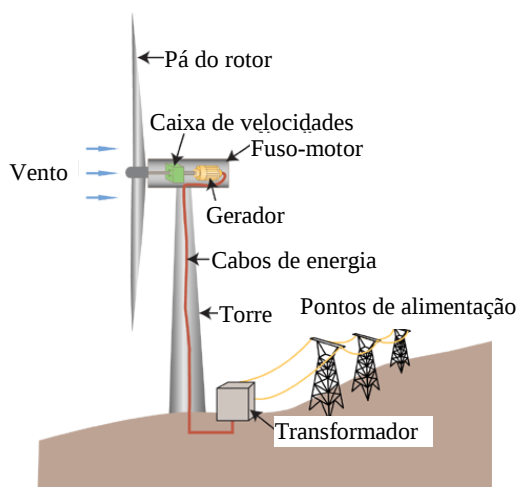


Figura 02 – Esquema de geração de energia eólica

A.4. Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitriã) indica uma parte anfitriã	Entidade(s) pública(s) ou privada(s) participantes do projeto (quando aplicável)	Indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (sim/não)
Brasil	Energio Nordeste Energias Renováveis S.A.	Não
	Ambio Participações Ltda.	

A.5. Financiamento público para a atividade de projeto

A atividade de projeto não recebeu nenhum tipo de financiamento público das partes incluídas no Anexo I do UNFCCC ou fundos da assistência oficial ao desenvolvimento (AOD).

SEÇÃO B. Aplicação da linha de base e metodologia de monitoramento selecionadas e aprovadas**B.1. Referência da metodologia**

EB/Anexo	Metodologia ou ferramenta aprovada	Versão
67 Anexo 13	ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis	13.0.0
70 Anexo 08	Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade	7.0.0
70 Anexo 22	Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico	3.0.0
70 Anexo 09	Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar adicionalidade	5.0.0
41 Anexo 11	Ferramenta para calcular emissões do projeto ou de fuga de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis	02
69 Anexo 08	Diretrizes para a prática comum	02.0

B.2. Aplicabilidade da metodologia

Esta atividade de projeto é aplicável à metodologia ACM0002, já que é uma geração de energia renovável conectada à rede que instala cinco novos parques eólicos em locais onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implantação da atividade de projeto (usina *greenfield*). Assim, de acordo com os Projetos Executivos de Taíba Águia, Taíba Andorinha, Colônia, Icarai I e Icarai II não há adições de capacidade, modificações ou substituições.

Aplicabilidade da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”:

Esta ferramenta pode ser aplicada para estimar a OM, BM e/ou CM quando calculando as emissões de linha de base para uma atividade de projeto que substitui a rede elétrica, que é onde a atividade de projeto fornece energia elétrica para a rede ou uma atividade de projeto que resulta em economia de energia elétrica que foram fornecidos pela rede (por exemplo, projetos de eficiência energética do lado da procura).	Esta atividade de projeto substitui eletricidade da rede, fornecendo energia elétrica a partir de fonte renovável à rede.
De acordo com esta ferramenta, o fator de emissão do sistema elétrico do projeto pode ser calculado apenas para as usinas da rede ou, como opção, pode incluir usinas fora da rede. Neste último caso, as condições especificadas no "Anexo 2: Procedimentos relacionados à geração de energia fora da rede" devem ser cumpridas. Ou seja, a capacidade total das usinas fora de rede (em MW) deve ser de pelo menos 10 por cento da capacidade total de usinas no sistema elétrico, ou a geração total de eletricidade por usinas fora da rede (em MWh) deve ser de pelo menos 10 por cento da geração total de eletricidade por usinas da rede no sistema elétrico, e que os fatores que afetam negativamente a confiabilidade e a estabilidade da rede são principalmente devido às limitações na geração e não a outros aspectos, tais como a capacidade de transmissão.	O fator de emissão foi calculado considerando apenas as usinas da rede.
No caso de projetos de MDL a ferramenta não é aplicável se o sistema elétrico do projeto estiver localizado total ou parcialmente em um país do Anexo I.	O sistema de eletricidade está plenamente incluído em países que não fazem parte do anexo 1.

Nesta ferramenta, o valor aplicado ao fator de emissão de CO ₂ de biocombustíveis é zero.	Nenhuma emissão de carbono foi considerada para os cálculos de OM, BM e CM.
--	---

B.3. Limite do projeto

A extensão espacial do limite do projeto inclui a usina do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade¹ que a usina do projeto de MDL está conectada.

A figura abaixo é uma representação gráfica do limite do projeto.

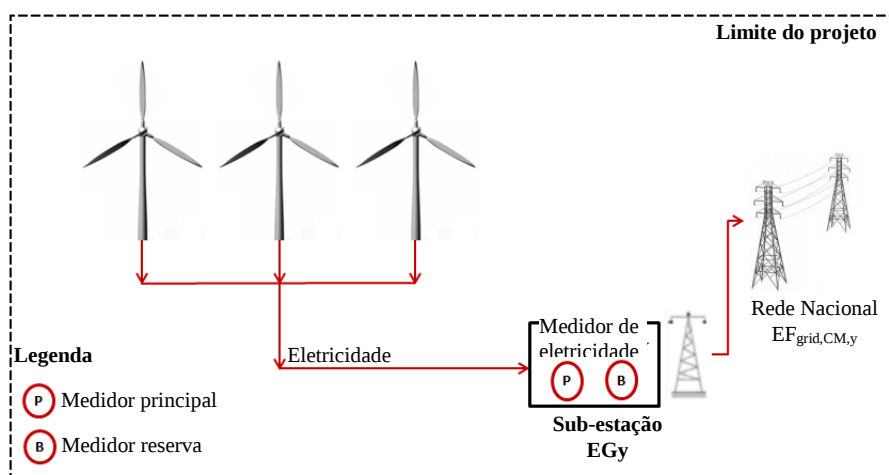


Figura 03 – Limite

¹ Refere-se à última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” para a definição de um sistema elétrico

Os gases de efeito estufa e as fontes de emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto são mostrados a seguir.

Fonte		GEEs	Incluído?	Justificativa/Explicação
Cenário de linha de base	Emissões de CO ₂ provenientes da geração de eletricidade em usinas de combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade de projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão
		CH ₄	Não	Fonte de emissão menor
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão menor
Cenário do projeto	Para usinas de energia geotérmica, emissões de fuga de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	CO ₂	Não	Não aplicável
		CH ₄	Não	Não aplicável
		N ₂ O	Não	Não aplicável
	Emissões de CO ₂ pela combustão de combustíveis fósseis para geração de energia em usinas termo-solares e usinas de energia geotérmicas.	CO ₂	Não	Não aplicável
		CH ₄	Não	Não aplicável
		N ₂ O	Não	Não aplicável
	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	Não	Não aplicável
		CH ₄	Não	Não aplicável
		N ₂ O	Não	Não aplicável

B.4. Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base

A atividade de projeto é a instalação de uma nova usina de energia renovável conectada à rede e o cenário de linha de base, de acordo com a Seção II da ACM0002 está descrito abaixo:

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

B.5. Demonstração de adicionalidade

Este item foi elaborado baseado na última versão do “ACM0002 – Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade de fontes renováveis conectadas à rede” e da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” prevalecendo a Metodologia ACM002 já que esta substitui a ferramenta.

Passo 0: Demonstrar se a atividade de projeto proposta é a primeira do seu tipo

Este passo é opcional, então não será considerado.

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

Sub-passo 1a: Definir alternativas à atividade do projeto

De acordo com a metodologia aprovada ACM0002, selecionada para a atividade de projeto, o cenário de linha de base é o seguinte:

“A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos

cálculos de margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico".

O Manual de Validação e Verificação (versão 01.2) do conselho executivo de MDL afirma que "se a metodologia selecionada requer o uso de ferramentas (como a *"Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade"* e a *"Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar adicionalidade"*) para estabelecer o cenário de linha de base, a EOD deverá consultar a metodologia da aplicação dessas ferramentas. Nesses casos, a orientação na metodologia substitui a ferramenta".

Com base nas informações fornecidas acima, a metodologia aprovada ACM0002 prescreve o cenário de linha de base, por isso não é necessária uma análise mais aprofundada, não há necessidade de identificar no PDD as alternativas credíveis e realistas.

Apenas nos casos em que "a atividade de projeto for a modernização ou substituição das usinas ou unidades renováveis conectadas à rede existentes no local do projeto", a mesma metodologia determina que um procedimento de passo a passo deva ser utilizado para identificar os cenários de linha de base alternativos para geração de energia. Portanto, considerando que as usinas da atividade de projeto de energia são novas, nenhum cenário alternativo deve ser utilizado na presente atividade de projeto.

Sub-passo 1b: Consistência com leis e regulamentos mandatórios

O Projeto Energia de usinas eólicas está em conformidade com todos os regulamentos de acordo com as seguintes entidades:

- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica;
- SEMACE - Superintendência Estadual de Meio Ambiente;

ONS - órgão responsável pela coordenação e controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica no SIN (Sistema Interligado Nacional).

ANEEL - É uma Agência Reguladora, ligada ao Ministério das Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal, com o objetivo de regular e fiscalizar a geração, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com a política do governo federal.

SEMACE - É uma agência criada para proteger, conservar e recuperar o meio ambiente para promover o desenvolvimento sustentável.

Passo 2: Análise de investimento

A análise do investimento deve ser realizada a fim de determinar se a atividade de projeto proposta não é:

- (a) A mais atraente economicamente ou financeiramente, ou,
- (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem a receita da venda das reduções certificadas de emissões (RCEs).

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

Sub-passo 2a: Determinar o método de análise apropriado

A fim de determinar o método de análise apropriado, as seguintes opções estão disponíveis para serem utilizadas na análise da adicionalidade:

- Opção I. Aplicar a análise simples de custo
- Opção II. Aplicar a análise de comparação de investimentos
- Opção III. Aplicar a análise de referência

De acordo com a ferramenta, se a atividade de projeto de MDL e as alternativas identificadas no Passo 1 gerarem outros benefícios financeiros ou econômicos além da renda relacionada ao MDL, então a análise de comparação de investimentos (Opção II) ou a análise de referência (Opção III) devem ser utilizadas. A análise de referência será aplicada, pois é a mais apropriada para este tipo de atividade no Brasil. Além disso, a Opção II será aplicada quando há cenários alternativos credíveis existentes para a atividade de projeto. Como não há alternativa para comparar com o indicador do projeto (Taxa Interna de Retorno do projeto) a Opção III será aplicada.

Portanto, a Opção III foi escolhida

Sub-passo 2b: Opção III. Aplicar a análise de referência

Referência – taxa SELIC

O indicador financeiro identificado para o Projeto Energia de usinas eólicas é a Taxa Interna de Retorno (TIR). A TIR do projeto é comparada com o índice de referência adequado do contexto atual, que é a taxa brasileira de juros, a "taxa SELIC", mais um prêmio de risco de 2,10%, calculado com base na BOVESPA – dados do mercado de ações brasileiro ([RAC 2011 pagina 946](#)) e $\beta = 1$, assim, a fórmula aplicada é o índice de referência = taxa livre de risco + β * risco de mercado = $11,44\% + 1 * 2,10\% = 13,54\%$. A taxa SELIC tem menor risco comparado com o investimento em uma nova usina eólica (WPP), portanto, é claramente demonstrado que o desenvolvedor do projeto iria procurar melhores oportunidades no mercado financeiro, tais como taxas de juros fixas.

A implementação de ambos complexos de energia eólica de Taíba e Icarai é responsável por um investimento de R\$ 443,5 milhões. A quantidade de energia que será exportada é maior que 422 GWh/ano, a receita bruta da venda de energia é R\$ 61,5 milhões por ano (excluindo impostos) e o custo operacional é R\$ 30,7 milhões, resultando em um lucro líquido de R\$ 45,5 milhões por ano.

O regime de impostos no Brasil é muito complexo. No Brasil, existem dois impostos: (a) o imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e (b) a contribuição social sobre o lucro (CSLL) (ver KPMG relatório "Investimento no Brasil" ²). Há também três métodos previstos na legislação para calcular o imposto de renda e a contribuição social devida sobre os lucros: Lucro Real, Lucro Presumido e Lucro Arbitrado, e os WPPs usaram o esquema de Lucro Presumido.

Para a elegibilidade Lucro Presumido, as receitas de entidades empresariais devem estar sob Quarenta e oito milhões de reais por ano (artigo nº 13, a Lei nº 9.718/1998) ³. Para o sistema de Lucro Presumido, 8% do faturamento bruto, além de receitas financeiras/ganhos são usados como base de cálculo do imposto de renda. Para este valor uma taxa de 25% é aplicada resultando no valor do imposto de renda

² KPMG. Investimento no Brasil: imposto. São Paulo: Escrituras Editora, 2008. Disponível publicamente em inglês em http://www.kpmg.com.br/publicacoes/livros_tecnicos/Investment_in_Brazil10_out08.pdf

³ Disponível publicamente em português em <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/Ant2001/lei971898.htm>.

final. Para o cálculo da contribuição social de 12% da receita bruta de vendas, além de receitas financeiras/lucro é usado como base para o cálculo. Para este valor uma taxa de 9% é aplicada resultando no valor final da contribuição social (conforme art.º 51º do Decreto Federal nº3000, de 26 de Março de 1999) (vide tabelas abaixo como um exemplo).

Tabela 1 – Imposto de renda e contribuição social (cálculo ilustrativo)

Imposto de renda	\$
Vendas brutas	1,000
Lucro presumido para imposto de renda (8%)	80
Receita financeira	500
Lucro presumido total para imposto de renda	580
Imposto de renda devido (aproximadamente 25%)	145
Contribuição social	\$
Vendas brutas	1,000
Lucro presumido para contribuição social (12%)	120
Receita financeira	500
Lucro presumido total para contribuição social	620
Contribuição social devida (9%)	55,80

Fonte: KPMG. “Banco de investimentos no Brasil: imposto.” (2008)⁴.

Portanto, uma entidade corporativa que opta pelo regime de lucro presumido paga a mesma taxa de imposto de renda e contribuição social, independentemente de seus custos, despesas e outros itens de dinheiro, tais como juros e outros itens, tais como depreciação, porque estes elementos não são dedutíveis sob este sistema.

O custo da energia eólica na análise financeira considerou um IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) de 10% sobre os custos de turbinas eólicas. Desde 2009, o governo federal se comprometeu a isentar as turbinas eólicas de pagarem este imposto. Considerando que esta política é específica para turbinas eólicas, ou melhor, a política cria incentivos para a tecnologia intensiva de redução de emissão de gases de efeito estufa (política tipo E-), a isenção não foi considerada. Neste sentido, o custo total de turbinas eólicas foi aumentado em 10% para que o efeito positivo da política não se reflita na TIR determinada para este projeto.

A taxa SELIC é usada como referência no país anfitrião como títulos de tesouro livre de risco e seu valor é de 11,44%. Este valor SELIC⁵ utilizado é a média dos últimos 12 meses a contar da data de ambos os contratos EPC, complexos eólicos de Taíba e Icarai, este valor histórico se justifica porque o desenvolvedor do projeto precisa avaliar para a tomada de decisão não apenas um valor local, mas um valor histórico razoável para determinar a tendência da taxa SELIC. Considerando o prêmio de risco de 2,10%, o índice de referência é 13,54%. A TIR do projeto para os complexos de Taíba e Icarai sem receitas de carbono são menores do que o índice de referência

Veja abaixo todas as suposições feitas durante a análise financeira:

⁴ KPMG. Investimentos no Brasil. Impostos: São Paulo: Escrituras Editora, 2008. Disponível em inglês em http://www.kpmg.com.br/publicacoes/livros_tecnicos/Investment_in_Brazil10_out08.pdf

Especificações	Unidades	Icarai I	Icarai II	Taíba Andorinha	Taíba Águia	Colônia
Número de turbinas	#	13	18	7	11	9
Energia da turbina avaliada	MW	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Estimativa de geração de energia	MWh	119.579	151.491	65.812	101.715	88.369
Capacidade instalada	MW	27,3	37,8	14,7	23,1	18,9
Fator de capacidade	%	50,0%	45,7%	51,1%	50,3%	53,4%
Tarifa de energia	R\$/MWh	142,00	142,00	149,90	149,90	149,90
O&M e custos administrativos	R\$/MWh	19,50	19,50	21,44	21,44	21,44
TUST	R\$/kW, mês	5,0865	5,0865	5,1439	5,1439	5,1439
TUST anual	R\$/ano	1.666.337	2.307.236	907.384	1.425.889	1.166.637
Depreciação	-	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
TFSEE Bg	R\$/kW	385,73	385,73	385,73	385,73	385,73

Sub-passo 2c. Cálculo e comparação de indicadores financeiros

Os fluxos de caixa dos complexos eólicos de Taíba e Icarai demonstram que a TIR do projeto é inferior à taxa de referência. Isto significa que a atividade de projeto não é financeiramente atraente para o investidor:

Tabela 03 – Comparação de indicadores financeiros

Visão global de sensibilidade	TIR sem carbono	Índice de referência
ICARAÍ I	10,61%	13,54%
ICARAÍ II	6,32%	
TAÍBA ANDORINHA	11,85%	
TAÍBA ÁGUIA	8,97%	
COLÔNIA	12,87%	
COMPLEXO ICARAÍ	7,96%	
COMPLEXO TAÍBA	10,90%	

Sub-passo 2d. Análise de sensibilidade

Uma análise de sensibilidade foi conduzida através da variação dos seguintes parâmetros:

- Aumento do preço da energia e produção de energia;
- Redução de investimentos em projetos;
- Redução no custo de O & M

Os resultados da análise de sensibilidade são mostrados na tabela a seguir. Como pode ser visto, a TIR permanece abaixo do valor de referência, mesmo no caso em que os parâmetros mudam em favor da viabilidade econômica do projeto.

⁵ <http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS>

Tabela 04 – Análise de sensibilidade das usinas eólicas Energia

Visão geral de sensibilidade	TIR sem carbono	Variação necessária para atingir o índice de referência			
		Aumento no preço de energia	Redução de investimento	Redução de O&M	TIR no caso DEWI P50
ICARAÍ I	10,61%	13,73%	-16,89%	Over 100%	8,98%
ICARAÍ II	6,32%	43,94%	-47,50%	Over 100%	4,66%
TAÍBA ANDORINHA	11,85%	7,47%	-20,97%	-97,42%	9,88%
TAÍBA ÁGUIA	8,97%	23,92%	-38,44%	Over 100%	6,54%
COLÔNIA	12,87%	2,87%	-21,81%	-86,00%	9,72%
ICARAÍ COMPLEX	7,96%	30,62%	-36,31%	Over 100%	6,31%
TAÍBA COMPLEX	10,90%	12,42%	-29,14%	Over 100%	8,36%

(a) Aumento do preço da energia

O preço da energia considerado no fluxo de caixa do projeto é, de forma conservadora, baseado no leilão de energia realizado no 2º Leilão de Energia de Reserva, em 2009. Para isso, foi utilizado o preço de R\$ 149,90/MW e de R\$ 142,00/MWh, para os complexos de energia eólica Taíba e Icarai respectivamente.

Considerando um aumento no preço da energia de 4,40% a TIR do projeto atinge o índice de referência para a Usina Eólica Colônia (pior caso), no entanto, os resultados do segundo Leilão de Energia de Reserva, em 2009, demonstra que R\$ 156,50 não seria razoável.

Tabela 05 – 2º Leilão de reserve de energia em 2009 para usinas eólicas

Usina eólica	Energia (MW)	Preço da Energia	Usina eólica	Energia (MW)	Preço da Energia
		(R\$/MWh)			(R\$/MWh)
ARATUA 1	14,4	151,77	REI DOS VENTOS 1	48,6	152,77
AREIA BRANCA	27,3	152,63	REI DOS VENTOS 3	48,6	153,07
ARARAS	30	150,38	EURUS VI	7,2	150
BURITI	30	150,38	FAISA I	25,2	152,66
CAJUCOCO	30	150,38	FAISA II	25,2	152,65
COQUEIROS	27	150,38	FAISA III	25,2	152,69
QUIXABA	25,2	153,05	FAISA IV	25,2	152,67
GARCAS	30	150,38	FAISA V	27,3	152,68
LAGOA SECA	19,5	152,18	CABECO PRETO	19,8	151,97
MIASSABA 3	50,4	152,07	USINA DE MANGUE SECO 1	25,2	149,99
PEDRA DO REINO	30	152,27	USINA DE MANGUE SECO 2	25,2	149,99
VENTO DO OESTE	19,5	152,18	USINA DE MANGUE SECO 3	25,2	149,99
COXILHA NEGRA V	30	131	USINA DE MANGUE SECO 5	25,2	149,99
COXILHA NEGRA VI	30	131	MAR E TERRA	23,1	152,64
COXILHA NEGRA VII	30	131	ICARAI	14,4	151,08
MORRO DOS VENTOS I	28,8	151,04	ALVORADA	7,5	144,94
MORRO DOS VENTOS III	28,8	151,01	CANDIBA	9	144,94
MORRO DOS VENTOS IV	28,8	151,02	GUANAMBI	16,5	144,94



MORRO DOS VENTOS IX	28,8	151,03	GUIRAPA	27	144,94
MORRO DOS VENTOS VI	28,8	151,05	IGAPORA	30	146,94
MACAUBAS	30	139,99	ILHEUS	10,5	146,94
NOVO HORIZONTE	30	139,99	LICINIO DE ALMEIDA	22,5	144,94
SEABRA	30	139,99	NOSSA SENHORA CONCEICAO	24	146,94
DUNAS DE PARACURU	42	149,96	PAJEU DO VENTO	24	146,94
FAZENDA ROSARIO	8	146	PINDAI	22,5	144,94
FAZENDA ROSARIO 3	14	146	PLANALTINA	25,5	146,94
OSORIO 2	24	149,99	PORTO SEGURO	6	146,94
SANGRADOURO 2	26	149,99	RIO VERDE	30	144,94
SANGRADOURO 3	24	149,99	SERRA DO SALTO	15	144,94
EMBUACA	25,2	151,07	SANTA CLARA I	28,8	150
BARRA DOS COQUEIROS	30	152,5	SANTA CLARA II CPFL	28,8	150
COLONIA	18,9	149,9	SANTA CLARA III	28,8	150
ICARAI I	27,3	142	SANTA CLARA IV	28,8	150
ICARAI II	37,8	142	SANTA CLARA V	28,8	150
TAIBA AGUIA	23,1	149,9	SANTA CLARA VI	28,8	150
TAIBA ANDORINHA	14,7	149,9	-	-	-

De acordo com os preços da energia indicados acima, é improvável que os preços de energia das usinas eólicas ultrapassem R\$ 154,20 MWh - para uma TIR de projeto acima do índice de referência. O maior preço de energia de usinas eólicas foi de R\$ 153,07/MWh (Rei dos Ventos 3). Além disso, o preço da energia já foi definido antes da data de início do projeto.

Além disso, um Leilão de Energia⁶ recente que ocorreu em 2012 mostra uma tendência de diminuição do preço da energia durante os anos (preço médio de R\$ 87,94/MWh). Isto significa que, é improvável de ocorrer um aumento no preço da energia para atingir o ponto de equilíbrio.

Mesmo considerando que os contratos CCVE incluíram uma correção de preços de energia devido à inflação, é importante notar que o mesmo aumento projetado também ocorrerá para os custos do projeto durante o ano, assim como a correção no preço da energia não teria impacto significativo na TIR do projeto.

Vale ressaltar que os leilões de energia promovidos pelo governo são uma referência oficial para a análise de preços da energia por atores da energia no Brasil. Informações oficiais sobre leilões de energia elétrica estão disponíveis publicamente e podem ser obtidos no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: <<http://www.ccee.org.br/>>.

Portanto, considerando as informações acima, é muito pouco provável que ocorra um aumento no preço da energia no mercado para cerca de R\$ 154,20/MWh (preço da energia necessária para atingir o índice de referência) e se isso ocorresse, não teria um impacto significativo na receita do projeto.

(b) Aumento no fator de capacidade da usina (PLF) / produção de energia

A geração de energia eficaz tem variações sazonais, resultando em níveis de produção inferiores e superiores. Além disso, um aumento na produção de energia é improvável de ocorrer porque as usinas

⁶ <http://www.advivo.com.br/blog/luisnassif/o-dominio-das-eolicas-no-leilao-de-energia>

eólicas inseridas nos complexos eólicos de Taíba e Icarai tem um fator de capacidade de pelo menos 34,4%, o que é superior a uma usina eólica típica brasileira, que tem fator de capacidade de cerca de 30%.⁷.

(c) Redução de custos de operação e manutenção (O & M)

Para todas as centrais eléctricas a redução no custo de O&M seria de pelo menos 86% (e, em alguns casos seria de custo negativo) para atingir o índice de referência. Além disso, o equipamento de O&M já foi contratado e é muito improvável que poderia ser reduzido para atingir o nível do ponto de equilíbrio.

(d) Redução de investimentos em projetos

Para ambos os complexos o índice de referência só pode ser alcançado se os custos de investimento caírem em mais de 16,8%. A taxa de investimento para os complexos eólicos é inferior a R\$ 4.000.000,00 / MW, e é improvável que seja reduzido até alcançar os níveis de referência, porque a taxa de investimento já é baixa, especialmente quando comparado com outras WPPs brasileiras que tem uma taxa de investimento de cerca de R\$ 19.000.000,00/MW⁸.

Além disso, considerando que cerca de 95% dos custos financeiros do projeto são provenientes do contrato de EPC e este item já foi contratado. É improvável que os custos financeiros restantes do projeto possam ser reduzidos de forma significativa para alcançar o índice de referência.

A análise de sensibilidade demonstra que os complexos de energia eólica de Taíba e Icarai não são financeiramente atraentes, porque a TIR do projeto é menor do que o valor de referência em todos os cenários analisados.

Passo 3: Análise de barreiras

Não é necessária. Como foi concluído na análise de sensibilidade, a atividade do projeto não é financeiramente atraente.

Passo 4: Análise de prática comum

Esta análise baseia-se na versão 02.0 das "Orientações sobre a prática comum", e tem o objetivo de complementar a análise de investimentos, discutindo a prática comum existente do setor e da região relevante para a atividade do projeto. A abordagem passo a passo a seguir demonstra claramente que a atividade do projeto não representa uma prática comum.

A lista de usinas eólicas operando no país é disponibilizada pela ANEEL.

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

Os projetos a serem considerados nas análises devem ter potência instalada entre:

	Geração	Faixa	
Icarai I	27,30	13,65	40,95
Icarai II	37,80	18,90	56,70

⁷ <http://www.cleantechinvestor.com/portal/wind-energy/5374-building-brazils-wind-business.html>

⁸ <http://diariodonordeste.globo.com/materia.asp?codigo=662042>

Taíba Águia	23,10	11,55	34,65
Taíba Andorinha	14,70	7,35	22,05
Colônia	18,90	9,45	28,35

PASSO 2: Identificar projetos similares (tanto de MDL como não de MDL) que cumpram todas as condições a seguir:

a) Os projetos estão localizados na região geográfica aplicável;	Em uma abordagem conservadora, o país anfitrião inteiro foi considerado como padrão.
b) O projeto utiliza a mesma medida que a atividade de projeto proposta;	Somente usinas eólicas foram selecionadas.
c) Os projetos utilizarão a mesma fonte de energia e de combustíveis e matérias-primas que a atividade de projeto proposta se uma alternância na medida da tecnologia for implementada pela atividade do projeto proposto	Somente usinas eólicas foram selecionadas.
d) As usinas em que os projetos são implantados produzem bens ou serviços com qualidade comparável, propriedades e áreas de aplicações (por exemplo, clínquer) ao da usina de projeto proposta;	Somente usinas eólicas foram selecionadas. A energia de eletricidade é produzida.
e) A capacidade ou produção dos projetos estão dentro da capacidade aplicável ou a faixa de geração calculada no Passo 1 ;	A faixa de saída está presente no passo anterior.
f) Os projetos entraram em operação comercial antes que o documento de concepção do projeto (CDM-PDD) fosse publicado para consulta dos atores globais ou antes da data de início da atividade de projeto, o que ocorrer primeiro para a atividade de projeto.	Somente usinas eólicas que entraram em operação antes de Dezembro de 2011 foram selecionadas.

Resultado deste passo:

Tabela 06 – Usinas eólicas dentro da faixa de geração (7,35MW – 56,7 MW)

WPC/WPP	Estado	Capacidade instalada (MW)
Palmares	RS	8,0
Água Doce	SC	9,0
Millennium	PB	10,2
Pedra do Sal	PI	15,3
Taíba Albatroz	CE	16,5
Foz do Rio Choró	CE	25,2
Parque Eólico de Beberibe	CE	25,6
Gargaú	RJ	28,1
Praias de Parajuru	CE	28,8
Praia do Morgado	CE	28,8
Enacel	CE	31,5
Volta do Rio	CE	42,0

RN 15 - Rio do Fogo	RN	49,3
Parque Eólico de Osório	RS	50,0
Parque Eólico de Sangradouro	RS	50,0
Parque Eólico dos Índios	RS	50,0
Bons Ventos	CE	50,0
Alegria I	RN	51,0
Icaraizinho	CE	54,6

PASSO 3: Dentro dos projetos identificados no passo 2, identificar aqueles que não são nem atividades registradas de projeto do MDL, nem atividades de projetos apresentados para registro, nem atividades de projeto submetidas à validação.

Note o número Nall.

Resultado deste passo

	Geração	Faixa		Nall
Icarai I	27,30	13,65	40,95	8
Icarai II	37,80	18,90	56,70	14
Taiba Águia	23,10	11,55	34,65	8
Taiba Andorinha	14,70	7,35	22,05	5
Colônia	18,90	9,45	28,35	6

PASSO 4: Dentre os projetos semelhantes identificadas no Passo 3, identificar aqueles que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade do projeto proposto. Note o número Ndiff.

Para a análise da prática comum, foi feito um levantamento sobre as atividades que se tornaram operacionais entre julho de 2004 (quando o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro passou a operar) e dezembro de 2011 (data de início de atividade do projeto), a fim de estabelecer uma série de projetos que podem ser consideradas semelhantes à atividade de projeto, como a definição do item 4, nas "Diretrizes sobre a prática comum", versão 02.0.

Com base nas premissas acima, foram selecionados projetos de geração de energias renováveis, através de usinas de energia eólica com capacidade instalada entre +/- 50% do Projeto Energia de usinas eólicas.

Foram consideradas na análise as atividades do projeto semelhantes ao Projeto Energia de usinas eólicas energia e têm ou não incentivos financeiros. Isto está relacionado com o clima de investimento na data da decisão de investimento: subsídios ou outros fluxos financeiros, políticas de promoção e regulamentos legais.

Regulamentos legais

História do Setor Elétrico Brasileiro

Nas últimas décadas, o setor elétrico brasileiro passou por várias mudanças até chegar ao modelo atual. O setor de energia era composto quase exclusivamente de empresas de propriedade do governo, mas desde 1995, devido a um aumento nas taxas de juros internacionais e da incapacidade de investimento, o governo foi forçado a procurar alternativas. A solução recomendada foi iniciar um processo de privatização e desregulamentação do mercado.

Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases para um novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 (que cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, que é responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico) e nº 10.848, de 15 de Março de 2004 (que estabelece as formas de comercialização de energia em ambientes regulados livres, entre outras questões), e o Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004 (que regulamenta a comercialização de energia e os procedimentos de concessão para a geração de eletricidade).

A Tabela 07 mostra o resumo das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual, o que resultou em mudanças nas atividades de alguns agentes do setor.

Tabela 07- Resumo das várias mudanças no setor elétrico brasileiro

Modelo anterior (até 1995)	Modelo de livre comércio (1995 a 2003)	Modelo Novo (2004)
Financiamento usando fundos públicos	Financiamento usando fundos públicos e privados	Financiamento usando fundos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas classificadas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas classificadas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente estatais	Abertura do mercado e ênfase na privatização das empresas	Coexistência entre empresas estatais e privadas
Monopólio – Nenhuma competição	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas para todos os setores	Preços negociados livremente para a geração e comercialização	Em um ambiente livre: Preços negociados livremente para a geração e comercialização. Em um ambiente regulado: leilão e licitação para tarifas menores
Mercado regulado	Mercado Livre	Coexistência entre mercado regulado e livre
Planejamento Determinativo- Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo realizado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Como pode ser visto na **Tabela 07** o modelo atual de energia foi implementado em 2004, tendo como marco legal o Decreto nº 5.163, emitido em 30 de Julho de 2004. Antes da emissão deste decreto, o ambiente de investimento era diferente do atual, de modo nenhum semelhante à atividade de projeto proposta.

No que diz respeito a subsídios ou outros fluxos financeiros e às políticas de promoção, é importante considerar que, quanto aos aspectos de incentivo e investimento, o Brasil tem duas principais linhas de fomento a projetos de energia renovável: o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), estabelecido pelo Protocolo de Quioto, e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia elétrica (PROINFA), criado pelo Decreto nº 5.025/2004.



O PROINFA é um programa governamental de incentivos que foi implantado para aumentar a participação das energias renováveis no SIN. O seu objetivo é a diversificação da matriz elétrica brasileira, criando alternativas para melhorar a segurança no fornecimento de energia elétrica e para permitir a valorização das características e potencialidades locais e regionais.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o responsável por definir as regras, elaborar o planejamento do programa e definir o valor econômico de cada fonte. A Eletrobrás, Centrais Elétricas Brasileiras SA é o agente executor, com a missão de fazer os Contratos de Compra e Venda de Energia os CCVE

No PROINFA, os incentivos financeiros oferecidos pelo Governo Federal são baseados em linhas diferenciadas de financiamento, garantias de receitas mínimas através dos CCVEs a serem firmados entre o empreendedor e a Eletrobrás, o que garante ao empreendedor uma receita mínima por meio da compra de 70% da energia gerada durante o período de financiamento. O PROINFA também dá proteção contra os riscos de exposição ao mercado de curto prazo, além de outros benefícios da adesão no programa.

Projetos qualificados pelo PROINFA são elegíveis para participar no MDL de acordo com a decisão da CQNUMC sobre a elegibilidade de projetos derivados de políticas públicas. A legislação que criou o PROINFA considerou as possíveis receitas de MDL para implantar o programa.

Em ambientes regulatórios no Brasil, todos os projetos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são supervisionados e regulados pela ANEEL, em conformidade com a lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, garantindo, assim, os mesmos requisitos regulamentares para as atividades similares ao projeto Energio de usinas eólicas.

Outras atividades de projeto registradas no MDL não foram incluídas na análise da prática comum. Considerando a explicação acima e as "Diretrizes para Prática comum", que afirma que as atividades de projeto de MDL não devem ser incluídas nesta análise, de julho de 2004 a novembro de 2011, 18 projetos semelhantes tornaram-se operacionais, conforme descrito acima.

Entre os parques eólicos e as usinas eólicas apresentadas acima, 18 delas foram implantadas com incentivos do PROINFA. A única exceção é o "Parque Eólico dos Índios" com capacidade instalada de 50MW, para o qual nenhuma referência foi encontrada.

Resultado deste passo:

Esta usina eólica é excluída comente da faixa de Icaraí e o resultado é:

	Saída	Faixa		Nall	Ndiff
Icaraí I	27,30	13,65	40,95	8	8
Icaraí II	37,80	18,90	56,70	14	13
Taíba Águia	23,10	11,55	34,65	8	8
Taíba Andorinha	14,70	7,35	22,05	5	5
Colônia	18,90	9,45	28,35	6	6

PASSO 5: calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ representando a proporção projetos similares (razão de penetração da medida/tecnologia) usando medidas/tecnologias similares às medidas/tecnologias utilizadas na atividade do projeto proposta.

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

De acordo com os requisitos da versão 02.0 das "Orientações sobre a prática comum", o fator F, que representa *"a porcentagem de usinas com tecnologia semelhante à tecnologia utilizada na atividade do projeto proposta em todas as usinas que fornecem a mesma saída ou capacidade como a atividade de projeto proposta"* deve ser calculada da seguinte forma:

	Saída	Faixa		Nall	Ndiff	F	Nall-Ndiff
Icarai I	27,30	13,65	40,95	8	8	0	0
Icarai II	37,80	18,90	56,70	14	13	0,071	1
Taíba Águia	23,10	11,55	34,65	8	8	0	0
Taíba Andorinha	14,70	7,35	22,05	5	5	0	0
Colônia	18,90	9,45	28,35	6	6	0	0

Resultado final da análise de prática comum:

À luz de toda a explicação dada acima e considerando os valores do fator "F" e " $N_{all}-N_{diff}$ ", é possível concluir que a implantação de usinas eólicas semelhantes à da atividade de projeto não é uma prática comum no Brasil, sendo esta, portanto, elegível ao MDL de acordo com suas exigências de adicionalidade.

Tabela 08 – Cronograma de eventos significativos

Data	Evento
14/12/2009	2º leilão de reserva de energia
14/06/2010	Notificação de consideração prévia – CQNUMC
16/06/2010	Notificação de consideração prévia – AND
01/07/2010	Autorização da ANEEL para Taíba Águia – MME 608/2010 (fonte)
06/07/2010	Autorização da ANEEL para Colônia – MME 616/2010 (fonte)
30/08/2010	Autorização da ANEEL para Icarai II – MME 761/2010 (fonte)
27/09/2010	CCVE assinado entre Taíba Águia e CCEE (fonte)
04/10/2010	Autorização da ANEEL para Andorinha e Icarai I– MME 827 e 828/2010 (fonte)
16/11/2010	CCVE assinado entre outras usinas eólicas e CCEE (fonte)
11/01/2011	Licenças de instalação ambiental (Complexo eólico de Taíba)
19/01/2011	Licenças de instalação ambiental (Complexo eólico de Icarai)
28/11/2011	Emissão de relatório eólico preparado pela Inova
21/12/2011	Emissão de relatório eólico preparado pela DEWI
21/12/2011	Contrato com fornecedor de equipamento – Data de início do projeto
01/06/2012	Notificação de progresso à CQNUMC
11/07/2012	Contrato de validação
12/07/2012	Cartas de consulta pública enviada aos atores
27/07/2012	Consulta pública aos atores globais
10/07/2013	Renovação da Licença Ambiental de Instalação para todas as plantas

B.6. Redução de emissões

B.6.1. Explicação das escolhas de metodologia

Emissões do projeto

Para a maioria de atividades de projeto de geração de energia renováveis, $PE_y = 0$. No entanto, algumas atividades do projeto podem envolver emissões de projeto que podem ser significativas. Estas emissões devem ser contabilizadas, usando a seguinte equação:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad (1)$$

Onde:

PE_y	=	Emissões do projeto no ano y (tCO_2e)
$PE_{FF,y}$	=	Emissões do projeto pelo consumo de combustíveis fósseis no ano y (tCO_2)
$PE_{GP,y}$	=	Emissões do projeto pela operação de usinas geotermiais devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO_2e)
$PE_{HP,y}$	=	Emissões do projeto de reservatórios de usinas hidrelétricas no ano y (tCO_2e)

Para a atividade de projeto presente, o $PE_{FF,y}$, $PE_{GP,y}$ e $PE_{HP,y}$ não são considerados. Portanto,

$$PE_y = 0 \quad (2)$$

Emissões da linha de base

Emissões de linha de base incluem apenas as emissões de CO_2 provenientes da geração de eletricidade em usinas termoeletricas de combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade do projeto. A metodologia assume que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis de linha de base teria sido gerada por usinas conectadas à rede existentes e a adição de novas usinas conectadas à rede.

As emissões de linha de base são calculadas como segue:

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

Onde:

BE_y	=	Emissões de linha de base no ano y (tCO_2/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 (MW/ano)
$EF_{grid,CM,y}$	=	Fator de emissão CO_2 da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y calculada usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO_2/MWh)

Cálculo de $EG_{PJ,y}$

Para usinas de energia renovável *Greenfield*; como a presente atividade de projeto é a instalação de uma nova usina de energia renovável conectada à rede em um local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implantação da atividade de projeto então:

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

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 (MW/ano)
 $EG_{facility,y}$ = Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto no ano y (MWh/yr)

Os dados fornecidos pela Autoridade Nacional Designada (AND) brasileira serão usados para determinar $EF_{grid,CM,y}$. A AND brasileira disponibiliza as informações da análise dos dados de despacho – fator de emissão da margem de operação e fator de emissão da margem de construção usando a ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico.

Passo 1: Identificar os sistemas elétricos relevantes

O Sistema Interligado Nacional é definido como o sistema elétrico relevante da atividade de projeto, conforme recomendado pela AND brasileira por meio da Resolução nº 08.

Passo 2: Escolher se deseja incluir usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto

A Opção I (apenas usinas da rede são incluídas no cálculo) foi escolhida para a atividade de projeto, uma vez que o fator de emissão da margem de operação e da margem de construção é calculado pela AND brasileira com base nos dados de usinas conectadas à rede.

Passo 3: Selecione um método para determinar a margem de operação (OM)

O cálculo do fator de emissão da margem operacional ($EF_{grid,OM,y}$) é baseado em (c) margem de operação da análise de dados de despacho.

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

O cálculo do fator de emissão da margem operacional segue o fator de emissão do envio da análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) e é calculado e definido pela Autoridade Nacional Designada brasileira, de acordo com os dados de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS .

Os fatores de emissão de CO₂ resultantes da geração de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro são calculados com base no registro de geração das usinas despachadas centralmente pela ONS.

De acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" para a análise dos dados de despacho (OM) deve ser usado o ano em que a atividade do projeto deslocou eletricidade da rede e deve manter atualizado o fator de emissão anualmente durante o monitoramento.

Fatores de emissão dos dados de despacho OM para 2011 foram utilizados para a estimativa *ex-ante* de RCEs que serão geradas como resultado da implantação do projeto.

O Fator de Emissão da Margem Operacional é calculado para o Sistema Interligado Nacional brasileiro a cada hora a partir do valor de energia despachada de cada usina, do custo de geração de cada usina (prioridade de agendamento), dos horários de trocas com os subsistemas vizinhos e dos fatores de emissão das usinas termais.

A ordem de despacho para o Sistema Interligado Nacional brasileiro é: usinas hidrelétricas, eólicas, nucleares, importações de outros sistemas em ordem crescente de custo, usinas termelétricas em ordem ascendente de custo de geração.

Passo 5: Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM)

A Opção 2 foi selecionada. Para o primeiro período de obtenção de créditos, 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 estiver disponível, incluindo as unidades construídas até o último ano para o qual existe informação disponível.

O fator de emissão da margem de construção é calculado pela AND brasileira. O procedimento para o cálculo foi elaborado em cooperação entre a ONS, o MME e o MCTI e segue a "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico". Dados do fator de emissão da margem de construção para 2011 foram utilizados para a estimativa *ex-ante* da geração de RCEs, porque são os últimos dados disponíveis.

Passo 6: Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)

O cálculo do fator de emissão da margem combinada (CM) ($EF_{grid,CM,y}$) é baseado em (a) Média ponderada CM. O fator de emissão da margem combinada é calculado como a seguir:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,BM,y} * W_{BM} + EF_{grid,OM,y} * W_{OM} \quad (5)$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$	=	Fator de emissão de CO ₂ da margem construída no ano y (tCO ₂ / MWh)
$EF_{grid,OM,y}$	=	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação no ano y (tCO ₂ / MWh)
W_{OM}	=	Ponderação sobre o fator de emissão da margem de operação (%)
W_{BM}	=	Ponderação sobre o fator de emissão da margem de construção (%)

A “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” recomenda para o primeiro ano do período de obtenção de créditos os valores $W_{OM} = 75\%$ e $W_{BM} = 25\%$.

Fuga

Nenhuma emissão de fuga é considerada.

Redução de emissões

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (6)$$

Onde:

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

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

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

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

Dados / Parâmetros:	W_{BM}
Unidade:	%
Descrição:	Ponderação sobre o fator de emissão da margem de construção
Fonte de dados:	“Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” versão 2.2.1
Valor(es) aplicado(s):	25%
Escolha de dados ou Métodos de medida e procedimentos	Valor padrão da ferramenta
Propósito dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

Dados / Parâmetros:	W_{OM}
Unidade:	%
Descrição:	Ponderação sobre o fator de emissão da margem de operação
Fonte de dados:	“Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” versão 2.2.1
Valor(es) aplicado(s):	75%
Escolha de dados ou Métodos de medida e procedimentos	Valor padrão da ferramenta
Propósito dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

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

Emissões do projeto

Não há emissões do projeto, pois a atividade de projeto consiste em geração de energia renovável através de fonte eólica.

Emissões de linha de base

Geração de energia: 526.966 MWh/ano

Fator de emissão:

Margem de operação: 0,2920 tCO₂e/MWh (AND brasileira)

Margem de construção: 0,1056 tCO₂e/MWh (AND brasileira)

Margem combinada: 0,2454 tCO₂e/MWh

$$BE = 526.966 * 0,2454 = 129.317 \text{ tCO}_2\text{e}$$

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

Ano	Emissões da linha de base (tCO ₂ e)	Emissões do projeto (tCO ₂ e)	Fugas (tCO ₂ e)	Redução de emissões (tCO ₂ e)
2014	129.317	0	0	129.317
2015	129.317	0	0	129.317
2016	129.317	0	0	129.317
2017	129.317	0	0	129.317
2018	129.317	0	0	129.317
2019	129.317	0	0	129.317
2020	129.317	0	0	129.317
Total	905.219	0	0	905.219
Número total dos anos de obtenção de crédito	7			
Média anual sobre o período de obtenção de créditos	129.317	0	0	129.317

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

Dados / Parâmetros:	EG _{facility,y}
Unidade:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto à rede no ano y
Fonte de dados:	Local da atividade do projeto



Valor(es) aplicado(s):	526.966
Métodos de medida e procedimentos	Medidores de energia elétrica
Frequência de monitoramento	Medição contínua e no mínimo um registro mensal
Procedimentos QA/QC	A quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela usina/unidade de projeto para a rede será verificada a partir do banco de dados da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) on-line, que existe com o propósito específico de compartilhar essa informação on-line com fornecedores e CCEE.
Propósito dos dados	Calcular as emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

Dados / Parâmetros:	$EG_{\text{facility},y}$
Unidade:	MWh
Descrição:	Quantidade de eletricidade fornecida à usina/unidade pela rede no ano y .
Fonte de dados:	Local da atividade do projeto
Valor(es) aplicado(s):	0
Métodos de medida e procedimentos	Medidores de energia elétrica
Frequência de monitoramento	Medição contínua e no mínimo um registro mensal
Procedimentos QA/QC	A quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela usina/unidade de projeto para a rede será verificada a partir do banco de dados da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) on-line, que existe com o propósito específico de compartilhar essa informação on-line com fornecedores e CCEE.
Propósito dos dados	Calcular as emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

Dados / Parâmetros:	$EF_{\text{grid}, CM,y}$
Unidade:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano y calculada usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Fonte de dados:	AND brasileira http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora



Valor(es) aplicado(s):	0,2454
Métodos de medida e procedimentos	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Frequência de monitoramento	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Procedimentos QA/QC	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Propósito dos dados	Calcular as emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

Dados / Parâmetros:	$EF_{grid, BM, y}$
Unidade:	tCO ₂ / MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y calculada usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Fonte de dados:	AND brasileira http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora
Valor(es) aplicado(s):	0,1056
Métodos de medida e procedimentos	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Frequência de monitoramento	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Procedimentos QA/QC	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Propósito dos dados	Calcular as emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

Dados / Parâmetros:	$EF_{grid, OM, y}$
Unidade:	tCO ₂ / MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação no ano y calculada usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Fonte de dados:	AND brasileira: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora
Valor(es) aplicado(s):	0,2920
Métodos de medida e procedimentos	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Frequência de monitoramento	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Procedimentos QA/QC	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Propósito dos dados	Calcular as emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

B.7.2. Plano de amostragem

Não aplicável no contexto da metodologia aplicada (ACM0002).

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento**Estrutura de operação e manutenção**

A estrutura de operação e manutenção do plano de monitoramento pode ser observada através do fluxograma a seguir:

CCEE → Desenvolvedor do projeto → Setor de engenharia → Agente de medição

CCEE: É a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, responsável por comprar a energia vendida pelo desenvolvedor do projeto no segundo Leilão de Reserva de Energia, em 2009.

Gerenciamento do Desenvolvedor do Projeto: Representa a conselho executivo da Eólica Icarai I S.A., Central Geradora Eólica Icarai II S.A., Central Geradora Eólica Taíba Andorinha S.A., Central Geradora Eólica Taíba Águia S.A. e Central Geradora Eólica Colônia S.A. encarregada do gerenciamento da empresa e responsável pelo desenvolvimento do projeto de MDL.

Setor de Engenharia: é responsável por centralizar todas as informações de monitoramento fornecidas pelo Agente de Medição. Todos os dados levantados como parte do monitoramento devem ser arquivados eletronicamente e arquivados por pelo menos dois anos após o fim do último período de obtenção de créditos.

Agente de Medição: Representa a empresa encarregada de realizar toda a medição da fatura de acordo com as regras da CCEE, e para realizar a manutenção e calibração dos equipamentos de medição de energia.

Procedimentos internos de coleta de dados

Cada parâmetro exigido pelo plano de monitoramento será documentado em um programa de controle de qualidade, incluindo auditorias internas a cada 6 meses, que devem acompanhar as condições e procedimentos que garantam a consistência de todos os procedimentos/dados, especialmente o seguinte:

Calibração e manutenção de equipamentos: Todos os equipamentos utilizados para fins de monitoramento serão calibrados e mantidos de acordo com as especificações do fabricante pelo **Agente de Medição**, pelo menos a cada dois anos.

EG_{facility,y} – A eletricidade líquida fornecida à rede será continuamente medida em cada uma das 5 usinas eólicas pelo **Agente de Medição** através do modelo de dois metros ION 8600C (ou similar) com 0,2% de precisão como segue:

Icarai I – 4 medidores de eletricidade no Painel de medição de faturas – 1 da subestação de Icarai

Icarai II – 6 medidores de eletricidade no Painel de medição de faturas - 2 da subestação de Icarai;

Taíba Andorinha – 4 medidores de eletricidade no Painel de medição de faturas - 1 na subestação de Taíba;

Taíba Águia – 4 medidores de eletricidade no Painel de medição de faturas - 2 na subestação de Taíba;



Colônia – 4 medidores de eletricidade no Painel de medição de faturas - 3 na subestação de Taíba.

O processo será conduzido de acordo com o procedimento de medição da fatura estabelecido pela CCEE. Além disso, como o valor obtido será utilizado para o cálculo de redução de emissões, também irá ser checado com a geração de energia bruta medida internamente para dar conta de perdas eventuais. Apenas energia gerada pelas usinas de energia eólica incluídas nesta atividade de projeto serão consideradas para cálculos de reduções de emissão.

$EF_{grid, CM, y}$ – O fator de emissão da rede será fornecido pela AND brasileira, ele normalmente é disponibilizado publicamente a cada ano, e calculado pela última versão da *ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico*.

SEÇÃO C. Duração e período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade do projeto

C.1.1. Data de início da atividade do projeto

21/12/2011 (Contrato com o fornecedor de equipamentos)

C.1.2 Vida útil operacional esperada da atividade do projeto

20 anos

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

C.2.1. Tipo de período de obtenção de créditos

Renovável

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

01/01/2014 ou o registro do PDD (o que ocorrer mais tarde).

C.2.3. Extensão do período de obtenção de créditos

7 anos

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise de impactos ambientais

O desenvolvedor do projeto está em conformidade com todas as leis e regulamentos aplicáveis. Todas as licenças aplicáveis foram obtidas e todas as condições foram seguidas. A Autoridade Ambiental do Estado é a Superintendência Estadual de Meio Ambiente - SEMACE, ou seja, a Agência Ambiental do Estado de Ceará, e ela exige o estudo de impacto ambiental (EIA) para atividades com potencial de causar impactos ambientais.

As conclusões do EIA são resumidas abaixo:

- As condições geológicas permanecerão inalteradas, uma vez que o trabalho da terra será realizado apenas em fundações com eixo e vias de acesso.
- Não há geração de efluentes e a qualidade do ar permanecerá inalterada.
- A geração de ruído é possível, mas será monitorada após o início da operação.

- Alterações em águas superficiais ou subterrâneas não são esperadas.
- Nenhum impacto terrestre é esperado e há pequena probabilidade de impacto em animais aéreos (uma vez que foi observado que a região não apresenta rotas de migração).

D.2. Avaliação de impacto ambiental

A atividade do projeto não irá resultar em nenhum impacto ambiental negativo significativo e por isso a SEMACE emitiu as seguintes licenças ambientais e de instalação:

Icarai II - #09/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando #39/2013

Taíba Águia - #10/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando #40/2013

Icarai I - #11/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando #43/2013

Colônia - #12/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando #42/2013

Taíba Andorinha - #13/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando #41/2013

SEÇÃO E. Consulta aos atores locais

E.1. Solicitação de comentários de atores locais.

De acordo com a Resolução nº 7, datada de 05 de março de 2008 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC, os proponentes do projeto devem enviar uma carta por correio contendo uma breve descrição do projeto e um convite para comentários dos atores envolvidos, interessados ou afetados pelas atividades de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Neste caso, cartas foram enviadas no dia 12/07/2012 aos seguintes atores:

Tabela 09 – Lista de atores

Prefeitura Municipal de Amontada	Praça Coronel Antônio Belo, 651 – Centro CEP 62540-000 – Amontada – CE
Prefeitura Municipal de São Gonçalo do Amarante	Rua Ivete Alcântara, 120 – Centro CEP 62670-000 – São Gonçalo do Amarante - CE
Câmara Municipal de Amontada	Rua Padre Pedro Vitorino Dantas, 1311 – Centro CEP 62540-000 – Amontada – CE
Câmara Municipal de São Gonçalo do Amarante	Rua Menezes Pimentel, 22 – Centro CEP 62670-000 – São Gonçalo do Amarante – CE
Ministério Público do Estado do Ceará*	Rua Assunção, 1100 – José Bonifácio CEP 60050-011 – Fortaleza – CE
Ministério Público Federal	SAF Sul Quadra 4 Conjunto C CEP 70050-900 - Brasília – DF
SEMACE - Superintendência Estadual de Meio Ambiente	Rua Jaime Benévolo, 1400 – Fátima CEP 60050-081 – Fortaleza - CE
Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais - FBOMS	SCS, Quadra 08, Bloco B-50, salas 133/135 Ed. Venâncio 2000 CEP 70.333-970 - Brasília – DF

*A instituição permanente essencial para as funções jurídicas responsáveis pela defesa da ordem jurídica, da democracia e dos interesses sociais e individuais.

** Não foi encontrada nenhuma associação local relacionada à atividade do projeto durante a consulta aos atores locais, mas a associação de moradores de cada município foi consultada posteriormente em 24/09/2012 para uma abordagem transparente.

As partes interessadas locais foram convidadas a apresentar suas preocupações e fornecer comentários sobre a atividade de projeto durante um período de 30 dias após a recepção da carta convite. A versão



mais recente do PDD e outros documentos relevantes também serão publicados na internet pelos participantes do projeto até que o projeto esteja registrado.

E.2. Síntese dos comentários recebidos

Até o presente momento nenhum comentário foi recebido.

E.3. Relatório em consideração aos comentários recebidos

Não aplicável, já que nenhum comentário foi recebido.

SEÇÃO F. Aprovação e autorização

A Carta Brasileira de aprovação será solicitada à AND brasileira de acordo com a Resolução nº 1, de 11 de setembro de 2003 do CIMGC e suas exigências posteriores antes da conclusão do relatório final de validação pela OED.

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

Organização:	Energio Nordeste Energias Renováveis S.A.
Endereço (Rua):	Av. Dom Luiz, 807, 5º andar
Complemento:	N/A
Cidade:	Fortaleza
Estado/Região	Ceará
CEP:	60.160-230
País	Brasil
Telefone:	+55 85 3224-7496
FAX:	+55 85 3224-7496
E-Mail:	engepax@gmail.com
URL:	www.energio.com.br
Representada por:	José Henrique Campos
Cargo:	N/A
Forma de Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Campos
Nome do meio:	Henrique
Nome:	José
Departamento:	Meio Ambiente
Celular:	+55 21 9855-7003
FAX direto:	+55 21 3231-6605
Telefone direto:	+55 21 3231-6626
E-mail pessoal:	engepax@gmail.com

Organização:	Ambio Participações Ltda.
Endereço (Rua):	Av. Princesa Isabel, 323/1113
Complemento:	N/A
Cidade:	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP:	22011-010
País	Brasil
Telefone:	+55 21 3114-4444
FAX:	+55 21 3114-4444
E-Mail:	ambio@ambiopar.com
URL:	www.ambiopar.com
Representada por:	Luis Filipe Kopp
Cargo:	N/A
Forma de Tratamento:	Sr.



Sobrenome:	Kopp
Nome do meio:	P.
Nome:	Luis Filipe
Departamento:	Técnico
Celular:	+55 21 9978-1522
FAX direto:	+55 21 3114-4444
Telefone direto:	+55 21 3114-4444
E-mail pessoal:	kopp@ambiopar.com

Anexo 2: Informação sobre financiamento público

Anexo 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada

Anexo 4: Informações adicionais sobre cálculo ex-ante das reduções de emissões

Anexo 5: Informações adicionais sobre o plano de monitoramento

Anexo 6: Resumo das modificações após o registro

Histórico do documento

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