



**Formulário do documento de concepção de projeto para
atividades de projeto MDL
(Versão 06.0)**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade de projeto	Projeto MDL da Energia dos Ventos I, II, III, IV e X (JUN1184), Brasil
Número da versão do DCP	2.1
Data de conclusão do DCP	09/12/2015
Participante(s) do projeto	Energia dos Ventos I S.A.; Energia dos Ventos II S.A.; Energia dos Ventos III S.A.; Energia dos Ventos IV S.A.; Energia dos Ventos X S.A.
Parte Anfitriã	Brasil
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s), e onde aplicável, linha(s) de base padronizada(s) selecionada(s)	1 – Indústria de Energia (fontes renováveis/não renováveis), Metodologia ACM0002 “ <i>Geração de Eletricidade Conectada à Rede a partir de Fontes Renováveis</i> ” versão 16.0
Montante anual médio estimado das reduções de emissão de GEE	233.752 tCO ₂ e

SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

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

O objetivo atividade do projeto é a construção de 5 Usinas Eólicas (EOLs) em solo chamadas Goiabeira, Ubatuba, Santa Catarina, Pitombeira e Ventos de Horizonte com capacidade instalada final de 23,1, 12,6, 18,9, 27,3 e 16,8 MW, respectivamente (são Plantas de Energia *Greenfield* ou novas). As plantas serão geridas respectivamente pela Energia dos Ventos I S.A.; Energia dos Ventos II S.A.; Energia dos Ventos III S.A.; Energia dos Ventos IV S.A. e Energia dos Ventos X S.A.¹, sociedades de propósito específico responsáveis pela construção e operação das usinas.

Assim, o "*Projeto MDL da Energia dos Ventos I, II, III, IV e X (JUN1184), Brasil*" envolve a construção de 5 novas usinas eólicas no município de Aracati, no Estado do Ceará, Brasil. As EOLs ocuparão uma área de 11,3897 km² no total.

O objetivo principal da atividade do projeto é fornecer energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), compensando a geração efetuada por meio da queima de combustíveis fósseis por usinas termoeletricas presentes neste sistema, com a geração de eletricidade renovável.

Além disso, a atividade de projeto melhora o fornecimento de energia elétrica no país, contribuindo para sua sustentabilidade ambiental e aumentando a fração de participação de energias renováveis no consumo de eletricidade do país.

Considerando que o projeto prevê a construção de 5 Usinas Eólicas em solo (*onshore*), isto representa baixo impacto ambiental e contribui para o uso eficiente dos recursos naturais, evitando passivos sociais e ambientais causados pela exploração dos recursos naturais através de técnicas de baixa eficiência, as quais normalmente causam impactos significativos às populações locais (populações humana, vegetal e animal).

Com relação às contribuições do projeto para a mitigação das emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE), a atividade de projeto reduz emissões destes gases, evitando que entrem em operação usinas termoeletricas que usam combustíveis fósseis (reduções de GEE são estimadas em 233.752 tCO₂e/ano ou 1.636.264 tCO₂e para os primeiros 7 anos). Na ausência da atividade de projeto, combustíveis fósseis seriam queimados em termoeletricas conectadas a rede para suprir o consumo de eletricidade do país. Este é considerado o cenário de linha de base e também o cenário anterior à operação das EOLs. O Projeto entregará anualmente ao SIN 456.726 MWh de energia renovável.

A iniciativa da atividade de projeto ajuda o Brasil a alcançar seus objetivos de promoção do desenvolvimento sustentável e está ainda alinhada com exigências específicas do MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) do país anfitrião, por que:

- Contribui para a sustentabilidade ambiental uma vez que reduz o uso de energia fóssil (recurso não renovável), Logo contribui para o melhor uso de recursos renováveis e faz uso de tecnologia limpa e eficiente.
- Aumenta a oportunidade de empregos locais;
- Contribui para a melhoria da economia local reduzindo a quantidade de poluentes emitidos na atmosfera e custos sociais associados a estes.

¹ Energia dos Ventos I S.A.; Energia dos Ventos II S.A.; Energia dos Ventos III S.A.; Energia dos Ventos IV S.A.; Energia dos Ventos X S.A., são parte da *Alupar Investimentos S.A* (doravante referida como Alupar), e foram criadas após a *Alupar* ter vencido o leilão da ANEEL 007/2011 para a concessão dos potenciais eólicos na cidade de Aracati (Ceará, Brasil).

Além disso, o projeto diversifica as fontes de geração de eletricidade e descentraliza a geração de energia, trazendo vantagens específicas tais como:

- Maior confiabilidade, com interrupções menos frequentes e extensas;
- Energia de melhor qualidade para a região;
- Perdas menores nas linhas de transmissão e distribuição;
- Controle da energia reativa;
- Mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição.

A atividade de projeto MDL proposta não é um CPA que foi excluído de um PoA MDL registrado como resultado de uma inclusão errada de CPA.

A.2. Localização da atividade de projeto

A.2.1. Parte Anfitriã

Brasil

A.2.2. Região/Estado/etc.

Estado do Ceará – Região Nordeste

A.2.3. Cidade/Comunidade/ etc.

Município de Aracati

A.2.4. Localização Física/ Geográfica

As EOLs estão localizadas na cidade de Aracati, Estado do Ceará, Brasil. As coordenadas de localização das plantas são:

EOL Goiabeira	4°34'57,1" S e 37°42'55,8" W	-4,582528 S e -37,7155 W
EOL Ubatuba	4°39'1,3" S e 37°37'4,7" W	-4,650361 S e -37,617972 W
EOL Santa Catarina	4°35'4,4" S e 37°40'34,9" W	-4,584556 S e -37,676361 W
EOL Pitombeira	4°35'16,7" S e 37°38'53,1" W	-4,587972 S e -37,648083 W
EOL Ventos de Horizonte	4°36'27" S e 37°41'42,6" W	-4,6075 S e -37,695167 W

A localização da atividade de projeto é ilustrada nas figuras abaixo:

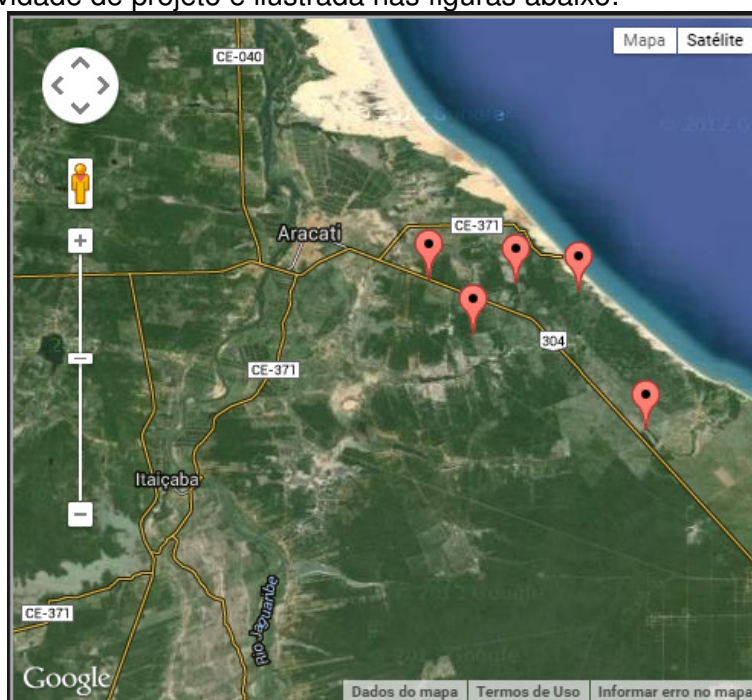


Figura 1: Localização da atividade de projeto



Figura 2: Localização da atividade de projeto

A.3. Tecnologias e/ou medidas

A atividade de projeto envolve a construção de 5 Usinas Eólicas chamadas Goiabeira, Ubatuba, Santa Catarina, Pitombeira e Ventos de Horizonte com capacidades instaladas de 23,1, 12,6, 18,9, 27,3 e 16,8 MW, respectivamente. Os campos são em solo próximo ao mar onde se espera máxima exposição ao vento

Turbinas Eólicas

A tecnologia do vento para geração de energia teve origem em países desenvolvidos e hoje em dia está bem estabelecido no Brasil, com a maioria dos equipamentos sendo fabricados localmente por empresas estrangeiras e também brasileiras.

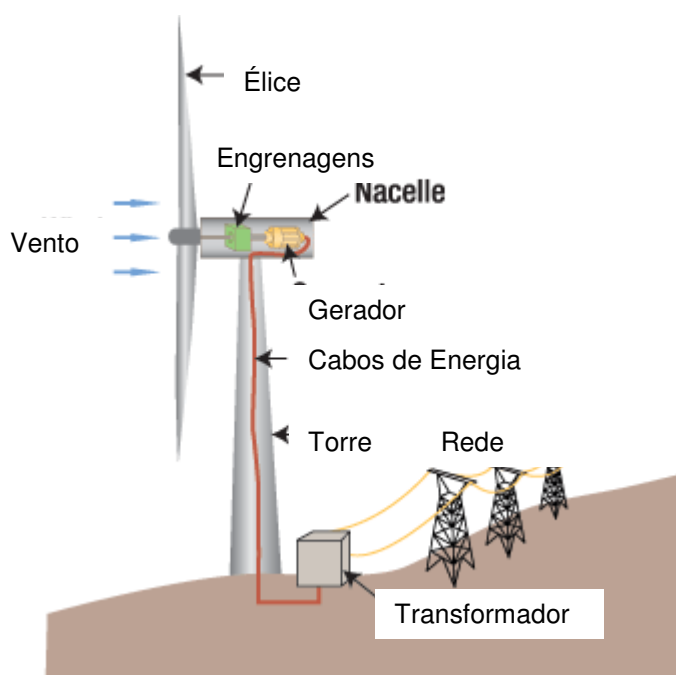


Figura 3: Esquema básico de uma usina eólica - Fonte: <http://energyinformative.org/windenergy>

O diagrama apresenta o layout básico da turbina eólica que se move por fluxos de vento e operam desta maneira uma caixa de velocidades. O gerador converte energia mecânica em elétrica. A energia é então enviada para transformadores e, finalmente, transmitido por cabos elétricos.

Usina Eólica	Potência Instalada MW	Energia Assegurada MW avg	Número de Torres
GOIABEIRA	23,1	11,957	11
UBATUBA	12,6	6,8766	6
SANTA CATARINA	18,9	9,5746	9
PITOMBEIRA	27,3	15,475	13
VENTOS DE HORIZONTE	16,8	8,2544	8

Cada unidade de energia deverá ser fabricada com 2,1 MW de capacidade instalada (Capacidade do Gerador), uma vez que são equipamentos novos são esperados mais de 20 anos de vida em conformidade com as especificações técnicas.

A turbina eólica deverá ser do modelo: WEG AGW110 – 2,1 MW, com as seguintes características:

WEG AGW110-2.1MW	
Capacidade Instalada	2,1 MW
Diâmetro das lâminas do rotor	110 m
Altura	120 m
Rotação máxima	14 rpm
Rotação mínima	6,5 rpm
Velocidade nominal do vento	11 m/s
Ruído na base	104 dBA

Transmissão

A eletricidade gerada pelas 5 EOLs será entregue através de linhas de transmissão com 34,5 kV para a subestação de Pitombeira localizada no site da EOL Pitombeira.

Através de 2 outros transformadores elevadores na Subestação Pitombeira e uma nova linha de transmissão de 138 KV a eletricidade deverá ser elevada de 34,5 para 138 kV e uma nova linha de transmissão em 138 kV (distância de 30 km), será construída com o intuito de entregar a eletricidade de Pitombeira para a subestação ICG Aracati III (o ponto de conexão com a Rede Nacional).

Equipamentos de Monitoramento

Os equipamentos de monitoramento são compostos de medidores de eletricidade com uma precisão de 99,8% localizados em painéis internos nas subestações de Pitombeira e ICG Aracati III.

O painel na subestação ICG Aracati III representa as 5 EOLs e deve conter 2 medidores bidirecionais sendo um principal e o outro um retaguarda. Os painéis devem ser selados para a segurança e as leituras (fluxo de eletricidade) serão feitas através de canal criptografado com acesso privado (mais detalhes na Seção B.7.3).

A.4. Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitriã) indicada como uma Parte anfitriã	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (quando aplicável)	Indique se a parte envolvida gostaria de ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Energia dos Ventos I S.A. (Entidade Privada)	Não
	Energia dos Ventos II S.A. (Entidade Privada)	
	Energia dos Ventos III S.A. (Entidade Privada)	
	Energia dos Ventos IV S.A. (Entidade Privada)	
	Energia dos Ventos X S.A. (Entidade Privada)	

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

A atividade de projeto não recebeu financiamento público de Partes incluídas no Anexo I.

SEÇÃO B. Aplicação da linha de base e metodologia de monitoramento selecionadas e aprovadas e linha de base padronizada

B.1. Referência da metodologia e linha de base padronizada

A atividade de projeto usa a seguinte metodologia:

ACM0002 “Geração de Eletricidade Conectada à Rede a partir de Fontes Renováveis” - versão 16.0 <http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/EY2CL7RTEHRC9V6YQHLAR6MJ6VEU83>

Essa metodologia faz referência às seguintes ferramentas metodológicas aprovadas:

- Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico - Versão 05.0
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v5.0.pdf>
- Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade - Versão 07.0.0
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-01-v7.0.0.pdf>
- Ferramenta metodológica Análise de Investimento – Versão 06.0
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-27-v1.pdf>
- Ferramenta metodológica Prática Comum - Versão 3.1
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-24-v1.pdf>

B.2. Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada

Segundo as definições da CQNUMC (Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima), a atividade do projeto enquadra-se no escopo setorial número 1 que se refere às indústrias de energia (fontes renováveis ou não renováveis). A metodologia ACM0002 é aplicável para atividade de projeto de geração por fonte renovável conectada a rede que:

Essa metodologia é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável conectadas à rede que:

- (a) *instalam uma usina de geração de energia nova (Greenfield);*
- (b) *envolvem uma adição de capacidade instalada em uma (ou mais) planta(s) existente(s);*
- (c) *envolve um retrofit de uma (ou mais) planta(s)/unidade(s) existente(s);*
- (d) *envolve uma reabilitação de uma (ou mais) planta(s)/unidade(s) existente(s); ou*
- (e) *envolve a substituição de uma (ou mais) planta(s)/unidade(s) existente(s).*

Neste caso é aplicável a alternativa (a) a instalação de 5 novas plantas de energia em um local onde nenhuma usina de geração de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto (logo usinas elétricas novas)

A metodologia ACM0002 é aplicável para atividades de projetos de geração renovável conectadas à rede sob as seguintes condições:

- (a) A atividade de projeto pode incluir usina/unidade de energia renovável de um dos seguintes tipos: usina/unidade hidrelétrica com ou sem reservatório, usina/unidade de energia eólica, usina/unidade de energia geotérmica, usina/unidade solar, usina/unidade das ondas ou usina/unidade das marés;

A atividade de projeto é a instalação de 5 novas usinas/plantas eólicas.

- (b) No caso de adições de capacidade, retrofits, reabilitações ou substituições (exceto projetos para adição de capacidade de energia eólica, solar, ondas ou marés onde a

unidade/planta existente entrou em operação comercial antes do início de um período histórico de referência de cinco anos, utilizado para o cálculo das emissões de linha de base e definido na seção de emissão de linha de base, e nenhuma expansão de capacidade, modernização ou recuperação da usina/unidade foi realizada entre o início deste período histórico de referência mínimo e a implementação da atividade de projeto.

Não aplicável para a atividade de projeto.

As outras condições da ACM0002 não citadas aqui fazem referência a outras tecnologias (hídrica por exemplo) não aplicável a esta atividade de projeto.

Devido ao exposto acima a metodologia ACM0002 é aplicável para a atividade de projeto.

B.3. Limites do projeto

De acordo com a ACM0002 a extensão espacial do limite do projeto inclui as usinas do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual as usinas do projeto MDL estão conectadas. Neste caso, as Usinas Eólicas serão conectadas ao SIN (Sistema Interligado Nacional).

Os gases de efeito estufa incluídos ou excluídos do limite do projeto são apresentados a seguir:

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

O diagrama abaixo mostra o limite do projeto, equipamentos principais, parâmetros monitorados e gases incluídos:

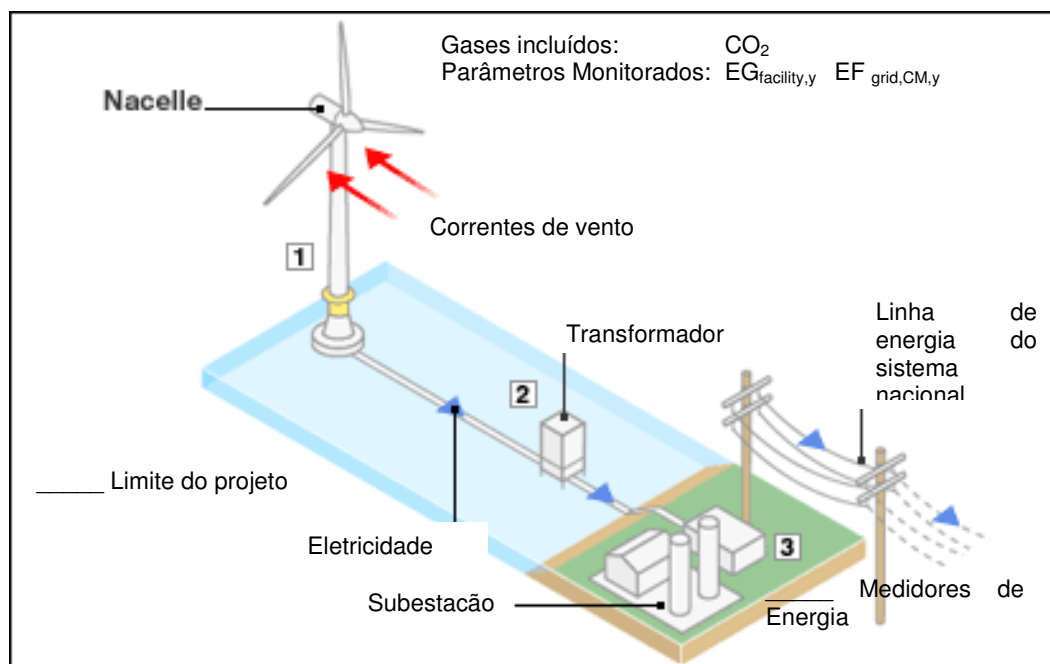


Figura 4: Diagrama sobre o limite da atividade de projeto, equipamentos principais, parâmetros monitorados e gases incluídos.

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

De acordo com a metodologia ACM0002 para uma nova planta de energia, o cenário de linha de base é o seguinte:

“Eletricidade entregue a rede pela atividade de projeto que teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido na descrição do cálculo da margem combinada (CM) descrita na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

Devido a isto as emissões de linha de base são:

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

Onde:

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

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida fornecida à rede, que é produzida e alimenta a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano)

$EF_{grid,CM,y}$ = fator de emissão combinado de CO₂ para a planta de geração conectada a rede no ano y calculado utilizando a última versão da "Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico" (tCO₂/MWh)

A geração de eletricidade das EOLs (usinas elétricas novas) proverá o MWh/ano necessário para o cálculo das emissões de linha de base.

Também, a atividade de projeto utiliza como fonte para o cálculo do Fator de Emissão do SIN os dados da margem de operação e da margem de construção disponibilizados pela Autoridade Nacional Designada (AND) deste país hospedeiro (publicamente disponível).

O Fator de Emissão de CO₂ resultante da geração de energia elétrica verificada no SIN é calculado a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O método utilizado para fazer este cálculo é o de análise do despacho. Essa informação é necessária para projetos de energia renovável que estejam conectados à rede elétrica e implantados no Brasil sob os padrões do MDL.

Os dados resultantes do trabalho do ONS, do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, estão disponíveis para os proponentes de projetos MDL. Portanto, estes podem ser aplicados para o cálculo *ex ante* de emissões evitadas pela atividade de projeto, onde a redução de emissão será calculada *ex-post*.

Maiores detalhes do desenvolvimento da linha de base do projeto podem ser observados através do link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>.

B.5. Demonstração de adicionalidade

Este item foi elaborado com base nas últimas versões da "ACM0002- geração de eletricidade a partir de fontes renováveis conectado a uma rede" e da "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" prevalecendo a Metodologia desde que esta prevalece sobre a Ferramenta.

Etapas 0. Demonstração se a atividade de projeto proposta é a primeira-do tipo

Não usado.

Etapas 1. Identificação de alternativas para atividade de projeto, consistente com as leis e regulamentações atuais

Sub-etapa 1a. Definir alternativas para a atividade de projeto

O projeto é a instalação de uma nova planta hidroelétrica conectada à rede, o cenário de linha de base, de acordo com a metodologia ACM0002, é o seguinte:

“A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido de outra forma gerada pela operação de usinas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, como o refletido no cálculo da margem combinada (CM) detalhada na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

O metodologia ACM0002 selecionada descreve o cenário de linha de base, assim, não são necessárias identificações de alternativas para o projeto, conforme parágrafo 122 do Padrão de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (VVS) versão 09.0.

Saída da Etapa 1a: Não necessário identificar cenário(s) realístico e críveis para a atividade de projeto

Sub-etapa 1b: Consistência com as leis e regulações mandatórias

A implantação das EOLs Goiabeira, Ubatuba, Santa Catarina, Pitombeira e Ventos de Horizonte está em conformidade com todas as regulamentações das seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Secretaria

Estadual do Meio Ambiente do Estado do Ceará (SEMACE) e Conselho Executivo do MDL. Suas principais funções no sistema elétrico nacional são (exceto o Conselho Executivo do MDL):

- **ONS** - opera o sistema nacional, que regulamentando as atividades de geração de cada agente de acordo com a demanda do país.
- **ANEEL** - Reconhece e controla todos os agentes (geradores e consumidores) ligados ao sistema elétrico nacional policiando o cumprimento dos parâmetros impostos pelo governo brasileiro para os atuantes no setor de energia.
- **SEMACE** - Analisa os aspectos ambientais de empreendimentos a serem instalados no Ceará e as questões das licenças (prévia, instalação e operação) para permitir a sua implementação após todas as restrições serem satisfeitas.

Saída da Etapa 1b: A atividade de projeto está em conformidade com a legislação mandatória e regulações levando em consideração os requisitos na região ou país e decisões do CE nas políticas e regulações nacionais e/ou setoriais.

Etapa 2. Análise de Investimento

A análise de investimento deve ser realizada para determinar se a atividade de projeto não é:

- (a) A mais economicamente ou financeiramente atrativa; ou
- (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem os rendimentos da venda das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

Para a atividade de projeto proposta, a análise de investimento determina se a atividade de projeto não é economicamente ou financeiramente viável sem os rendimentos das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

Sub-etapa 2a. Determine 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 - Análise simples de custos;
- Opção II- Análise de comparação de investimentos;
- Opção III - Análise de índice referencial (*benchmark*).

De acordo com a Ferramenta, se a atividade de projeto MDL e as alternativas identificadas na Etapa 1 gerarem benefícios econômicos ou financeiros que não os respectivos rendimentos do MDL, a análise comparativa de investimentos (Opção II) ou a análise de benchmark (Opção III) devem ser utilizados. A análise de benchmark será aplicada porque é a mais apropriada para este tipo de atividade no Brasil. Além disso, a opção II deve ser aplicada quando existem cenários alternativos para a atividade de projeto. Já que não há alternativa para comparar com o indicador do projeto (Taxa Interna de Retorno) a Opção III deve ser aplicada.

Sendo assim, a opção III foi escolhida.

Sub-etapa 2b. Opção III. Aplicar Análise de Benchmark

O indicador financeiro apropriado escolhido para a atividade de projeto proposta é a **Taxa Interna de Retorno (TIR)** do capital próprio, porque este dado é considerado o mais adequado para este tipo de projeto e contexto de decisão. O indicador financeiro é o mais apropriado para este tipo de projeto porque esta é a composição da taxa de retorno efetivo anual que pode ser obtida sobre o capital investido.

A análise do indicador financeiro/econômico é baseada em parâmetros que são padrões nos mercados de energia brasileiro e mundial, considerando características específicas do tipo de projeto – investimento em projetos de energia.

A análise de benchmark (referencial) é realizada através da comparação da TIR do capital próprio com um benchmark. O benchmark estabelecido para esta comparação é o Custo do Capital Próprio (r_e), extraído da Ferramenta Metodológica Análise de Investimento. Maiores detalhes estão descritos abaixo:

Sub-etapa 2c. Cálculo e Comparação de Indicadores Financeiros

r_e – Custo do Capital Próprio

O custo do capital próprio foi calculada na Ferramenta Metodológica Análise de Investimento versão 6, foi baseada em parâmetros que são padrão no mercado e válida, em termos reais, para retorno a longo prazo.

Assim, considerando a Tabela 1 no interior do apêndice da ferramenta, para o País Anfitrião Brasil Grupo 1 (que inclui Indústrias de Energia), o valor de referência para o custo do capital (o nosso benchmark) é **10,65**.

Abaixo, a tabela 2 sumariza os valores de referência para a TIR do projeto e o valor do capital próprio utilizado como benchmark do projeto (ambos pós taxas):

Tabela 2: Quadro comparativo entre a TIR da atividade de projeto e o benchmark (termos reais)

Benchmark – Custo do Capital Próprio	TIR do Capital Próprio
10,65	2,24

O fluxo de caixa foi elaborado para período de exploração da atividade de projeto (20 anos), obtendo uma Taxa Interna de Retorno (TIR) igual 2,24, sem as receitas das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs). Todos os cálculos são bem descritos na planilha "Análise_Fin_EV_v2_TR.xls" anexado a este DCP.

O fluxo de caixa tem como principais valores de entrada os seguintes:

Tabela 3: Principais valores de entrada do fluxo de caixa

Parâmetro	EOLs	Fontes
Investimento (R\$)	308.2210,00	EPE Qualificação Pública, ANEEL Notificação do leilão
Energia firme (MWmédio)	45,4	Relatórios da ANEEL/EPE
Preço da Energia (R\$/MWh)	107,70	ANEEL Resultado do leilão
Operação e Manutenção (R\$/ano) 1 - 5 anos	R\$ 8.378.240	Oferta de terceiro
Operação e Manutenção (R\$/ano) 6 – 10 anos	R\$ 12.181.520	Oferta de terceiro
Operação e Manutenção (R\$/ano) 11 – 20 anos	R\$ 14.606.800	Oferta de terceiro

A TIR do capital próprio é menor que o benchmark. A análise mostra que o projeto não é econômica ou financeiramente viável, sem a receita da venda das reduções certificadas de emissão (RCEs).

As RCEs são instrumentos altamente significativos para que o empreendedor supere tais barreiras, melhorando a qualidade de seu investimento e ainda estimulando futuros investimentos em projetos de geração de energia limpa.

A lista completa de valores de entrada para o fluxo de caixa é listado abaixo²:

ITEM	VALOR	UNIDADE
Investimento Total	308.221.000,00	R\$ - Real
Capital Próprio	(112.500.665,00)	R\$ - Real
Dívida	(195.720.335,00)	R\$ - Real
Taxa da Dívida	4,67%	por ano
Período da Dívida	16	anos
Inflação	4,5%	%
Taxa de Longo Prazo (TJLP)	6,0%	%
Potência Instalada	89,2	MW
Energia Assegurada	45,4	Mw med
Eleticidade líquida gerada	397.704	MWh/ano
Preço da Energia	107,70	R\$/MWh
Operação	20	anos
PIS - Programa de Integração Social	0,65%	sobre receita bruta
COFINS - Contribuição para Fim Social	3,00%	sobre receita bruta
IR - Imposto de Renda	15%	sobre o valor de base
CSLL - Contribuição Social sobre o Lucro Líquido	9%	sobre o valor de base
Adicional de IR	10%	sobre o valor de base
Operação e Mnutenção Anual (O&M) Anos 1 - 5	8.378.240,00	R\$/ano
Operação e Mnutenção Anual (O&M) Anos 6 - 10	12.181.520,00	R\$/ano
Operação e Mnutenção Anual (O&M) Anos 11 - 20	14.606.800,00	R\$/ano
TUST	TUST sheet	R\$/ano
TFSEE - Taxa de Fiscalização da ANEEL	172.035,58	R\$/ano
TUSDg	2,003	R\$/kW mês
Depreciação	5,0%	por ano
Residual	450.000	R\$ - Real

Sub-etapa 2d: Análise de sensibilidade

Para uma melhor compreensão da barreira de investimento também foi realizada uma **análise de sensibilidade** na qual foram variados os seguintes parâmetros: (1) Preço da energia, (2) Investimento, (3) Energia firme e (4) Custos com Operação e Manutenção, de forma a avaliar o impacto da variação dos mesmos sobre o projeto.

As análises de ponto de equilíbrio (*Breakeven point*) foram realizadas para que a possam ser discutidas as possibilidades de ocorrência destes cenários.

A tabela 4 apresenta os principais resultados da análise.

Tabela 4: Análise de sensibilidade das EOLs

Parâmetro	Valor Original	10% de Desvio	Ponto de equilíbrio	% de desvio
Investimento (R\$)	308.221.000	277.398.900	224.723.931,10	-27,10%
Energia firme (MWmédio)	45,4	49,94	54,68	+20,40%
Preço da Energia (R\$/MWh)	107,70	118,47	129,71	+20,40%

² Planilha "Analise_Fin_EV_v2_TR - aba "Assumptions"

Operação e Manutenção (R\$/ano) Anos 1 - 5	R\$ 8.378.240	R\$ 7.540.416	R\$ 2.203.477,12	-73,70%
Operação e Manutenção (R\$/ano) Anos 6 - 10	R\$ 12,181,520	R\$ 10.963.368,00	R\$ 3.203.739,76	-73,70%
Operação e Manutenção (R\$/ano) Anos 11 - 20	R\$ 14,606,800	R\$ 13.146.120,00	R\$ 3.841.588,40	-73,70%

Diante das variações acima descritas pode-se verificar que para todos os parâmetros analisados o ponto de equilíbrio do projeto (breakeven point) superou a margem de variação de 10% determinada pelo MDL como indicador de sensibilidade. Desta forma, flutuações desta ordem não fariam que a TIR do projeto se igualasse ou superasse o benchmark considerado.

A atividade de projeto considerou a receita das vendas das RCEs para sua implementação. Estes benefícios financeiros em moeda forte (euro ou dólar) trazem ao projeto uma maior segurança sobre depreciações monetárias.

Diante das explicações, informações e evidências apresentadas pelos PPs, a TIR da atividade de projeto está abaixo do benchmark estabelecido (custo do capital próprio), evidenciando que a atividade de projeto está destruindo capital, não sendo portanto a opção de investimento financeiramente mais atrativa. Os benefícios do MDL foram ponto chave para ir em frente e implementar a atividade de projeto, melhorando sua atratividade financeira.

Portanto, a atividade de projeto é financeiramente adicional.

Saída da Etapa 2: Após a análise de sensibilidade se conclui que a atividade MDL proposta é improvável de ser financeiramente/economicamente atrativa (pela Etapa 2c).

Etapa 3: Análise de Barreiras

Não necessária. Como concluído na análise de sensibilidade a atividade de projeto não é financeiramente atrativa.

Etapa 4: Análise de Prática Comum

A abordagem passo a passo a seguir demonstra claramente que a atividade de projeto não representa uma prática comum.

Sub-passo 4a: A atividade do projeto de MDL proposta aplica medidas listadas na seção das definições da ferramenta

A versão mais recente das "Ferramenta para Prática Comum - versão 03.1", disponível no site da UNFCCC deve ser aplicada.

A lista das usinas que operam no país é disponibilizada no sítio de internet da ANEEL³.

PASSO 1: Calcular o limite de potência aplicável como +/-50% da capacidade de potência da atividade de projeto proposta.

Os projetos a serem considerados na análise devem ter potência instalada entre 44,60 MW (50% abaixo da Atividade de Projeto) e 133,80 MW (50% acima da capacidade instalada da atividade de projeto, que é 89,20 MW).

PASSO 2: Identificar projetos similares (ambos MDL e não-MDL) que preencham todas as seguintes condições:

³ <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>

- (a) Os projetos estão localizados na área geográfica aplicável;
- (b) Os projetos aplicam a mesma medida que a atividade do projeto proposto;
- (c) Os projetos utilizam a mesma fonte de energia/combustível e matéria-prima que a atividade de projeto proposta, se a tecnologia de medição implementada é implementada pela atividade do projeto proposto;
- (d) As plantas em que os projetos são implementados produzem bens ou serviços com qualidade comparável, propriedades e áreas de aplicações (por exemplo clínquer), que a planta do projeto proposto;
- (e) A capacidade de produção ou dos projetos está dentro da capacidade aplicável ou intervalo de saída calculado no Passo 1;
- (f) Os projetos entraram em operação comercial antes do documento de concepção do projeto (DCP-MDL) ser publicado para consulta global ou antes da data de início da atividade de projeto, o que for mais cedo para a atividade de projeto proposta.

Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que possuem a mesma saída ou capacidade, com o limite da potência calculada no Passo 1, como a atividade de projeto proposta e tem o início da operação comercial antes da data do início do projeto.

Numa abordagem conservadora, foi considerado o país anfitrião inteiro como padrão.

As usinas identificadas no Passo 1 entregam a mesma saída dentro do limite de potência aplicável da atividade de projeto são apresentadas na tabela abaixo⁴:

Tabela 5: Prática comum das EOLs

⁴ Foram consideradas as usinas de energia que se tornaram operacionais de Julho 2004 a Outubro de 2013. A abordagem será explicada no Passo 4.

Ano	Atividade de Projeto	apacidade (MW)	Tipo
2004			
	Monte Claro	130	Hidro
	Rômulo Almeida(Fafen)	91,2	Termoelétrica
2005			
	Santa Clara	120	Hidro
	Mauá	66.288	Termoelétrica
	Goiás*	46,5	Termoelétrica
2006			
	Corumbá IV	127	Hidro
	Fundão	120,16	Hidro
	Mascarenhas	49,5	Hidro
	Cristiano Rocha	85,38	Termoelétrica
	Jaraqui	83,3	Termoelétrica
	Manauara	85,38	Termoelétrica
	Ponta Negra	85,38	Termoelétrica
	Tambaqui	83,28	Termoelétrica
	Veracel	117.048	Termoelétrica
	Cerradinho	50	Termoelétrica
	Santa Terezinha	50,5	Termoelétrica
	Parque Eólico de Osório	50	Eólica
	RN 15 - Rio do Fogo	49,3	Eólica
	Parque Eólico de Sangradouro	50	Eólica
	Parque Eólico dos Índios	50	Eólica
2007			
2008			
	Castro Alves	130	Hidro
	14 de Julho	100	Hidro
	Flores	92,2	Termoelétrica
	Klabin	70,4	Termoelétrica
	Equipav II	80	Termoelétrica
	Rafard	50	Termoelétrica
	Costa Pinto	75	Termoelétrica
2009			
	Monjolinho	140	Hidro
	Baguari	140	Hidro
	Corumbá III	95,56	Hidro
	Usiminas II	63.155	Termoelétrica
	Potiguar	53,12	Termoelétrica
	Potiguar III	66,4	Termoelétrica
	Pau Ferro I	102,6	Termoelétrica
	Alumar	75,2	Termoelétrica
	São José	60	Termoelétrica
	Quatá	60	Termoelétrica
	Santa Cruz AB	50	Termoelétrica
	Ferrari	65,5	Termoelétrica
	LDC Bioenergia Rio Brilhante	50	Termoelétrica
	Sta Terezinha - Paranacity	46	Termoelétrica
	São Fernando	48	Termoelétrica
	Noroeste Paulista	60	Termoelétrica
	Praia Formosa	104,4	Eólica
	Icaraizinho	54,6	Eólica
2010			
	Salto	116	Hidro
	Salto do Rio Verdinho	93	Hidro
	Caçu	65	Hidro
	Barra dos Coqueiros	90	Hidro
	Foz do Rio Claro	68,4	Hidro
	Bahia Pulp	95	Termoelétrica
	Euzébio Rocha	51	Termoelétrica
	MRN UG II	45,8	Termoelétrica
	Alunorte	63,75	Termoelétrica
	Cocal II	80	Termoelétrica
	Clealco-Queiroz	45	Termoelétrica
	Caarapó	76	Termoelétrica
	Vale do Tijucu	45	Termoelétrica
	Ituiutaba	56	Termoelétrica
	Itumbuara	56	Termoelétrica
	Guaira Energética	55	Termoelétrica
	Bonfim	111	Termoelétrica
	Barra Bioenergia	66	Termoelétrica
	Conquista do Pontal	60	Termoelétrica
	Caçú I	80	Termoelétrica
	Santa Juliana	88	Termoelétrica
	Angélica	64	Termoelétrica
	Baldin	45	Termoelétrica
	São João da boa Vista	70	Termoelétrica
	São Luiz	70,4	Termoelétrica
	Vale do São Simão	55	Termoelétrica
	Santa Luzia I	50	Termoelétrica
	Canoa Quebrada	57	Eólica
	Bons Ventos	50	Eólica
	Alegria I	51	Eólica
2011			
	Estreito	135,88	Hidro
	São Judas Tadeu	48	Termoelétrica
	Codora	48	Termoelétrica
	Buriti	50	Termoelétrica
	Porto das Águas	70	Termoelétrica
	São Fernando Energia I	50	Termoelétrica
	Cidreira 1	70	Eólica
2012			
	Biopav II	65	Termoelétrica
	Caçu I	50	Termoelétrica
	Santa Luzia I	50	Termoelétrica
	Conquista do Pontal	50	Termoelétrica
	Luiz Carlos Prestes	127,55	Termoelétrica

PASSO 3: Com os projetos identificados na Etapa 2, identificar aqueles que não são atividades de projeto registradas no MDL, atividades de projetos submetidas para registro, nem atividades de projeto sob validação:

No Passo 2 há somente uma atividade de projeto MDL submetida para registro ou com validação em andamento (EOL Osório: <https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1158843861.54/view>).

$N_{all} = 80$

PASSO 4: Dentre as plantas identificadas no Passo 3, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposto.

Para a análise da Prática Comum, foi realizado um levantamento das atividades que se tornaram operacionais entre Julho de 2004 (quando o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro começou a operar) e Outubro de 2013 (data de início da atividade de projeto), de forma a estabelecer uma gama de projetos que podem ser considerados similares à atividade de projeto.

Baseados nas premissas acima expostas foram selecionados projetos de geração de energia renovável por meio de Plantas com capacidade instalada de +/- 50% das EOLs (89,2MW). Isto resultou em atividades de projeto que trabalham na faixa entre 44,60 e 133,80 MW de capacidade instalada.

Foram consideradas na análise atividades de projeto similares às EOLs *Goiabeira, Ubatuba, Santa Catarina, Pitombeira e Ventos de Horizonte*, e que possuam ou não incentivos financeiros. Para o Clima de Investimento na data da decisão de investimento devem ser considerados: Subsídios ou outros fluxos financeiros, Políticas Promocionais e Requisitos Legais.

Requisitos Legais

Histórico do setor elétrico brasileiro

Nas décadas recentes, o setor elétrico brasileiro passou por diversas mudanças até chegar ao seu atual modelo. No passado, o setor elétrico era composto quase que exclusivamente por companhias de propriedade do governo, mas a partir de 1995, devido ao crescimento das taxas de juros internacionais e a incapacidade de investimento, o governo brasileiro foi forçado a vislumbrar novas alternativas. A solução recomendada foi que se iniciasse o processo de privatização do setor e desregulamentação do mercado.

Durante os anos de 2003 e 2004 o governo federal lançou as bases de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro fundamentado pelas Leis nº 10.847⁵ (a qual criou a Empresa de Pesquisa Energética – EPE que é responsável pelo planejamento de longo prazo do setor energético) e nº 10.848⁶, de 15 de março de 2004 (que estabelece as formas de comercialização de energia no ambiente do mercado livre, entre outros assuntos) e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004⁷ (que regula a comercialização de energia e os procedimentos de concessão da geração de eletricidade).

A tabela 6 mostra o sumário das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o atual modelo, que resultou em mudanças nas atividades de alguns agentes do setor.

⁵ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410847.pdf>

⁶ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410848.pdf>

⁷ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>

Tabela 6: Sumário das diversas mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE⁸

Como pode ser visto na tabela 6, o modelo da matriz energética atual foi implementado em 2004, tendo como ponto como marco legal o Decreto número 5.163 emitido em 30 de julho de 2004. Antes da emissão deste Decreto, o ambiente de investimento era diferente do atual, portanto, não similar à atividade de projeto proposta.

Entre as Usinas de Energia listadas na Tabela 5, que se tornaram operacionais neste período, todas elas têm diferentes tecnologias, devido a regulações legais diferentes como discutido acima (os contratos de concessão foram emitidos antes de Julho 2004)⁹.

Então, $N_{diff}=80$

PASSO 5: Calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ representando a faixa de usinas que usam tecnologia similar à tecnologia usada na atividade de projeto proposta considerando todas as plantas que entregam a mesma saída ou capacidade que a atividade de projeto proposta. A atividade de projeto proposta é uma prática comum no setor na área geográfica aplicável se o fator F é maior que 0.2 e $N_{all}-N_{diff}$ é maior que 3.

⁸ Ocorreram modificações no setor elétrico Brasileiro: <http://www.ccee.org.br/>

⁹ A planilha “Common Practice_EV_v2.xls” pode prover mais detalhes sobre a análise da prática comum.

De acordo com os requisitos da “Ferramenta para Prática Comum – versão 03.1”, o fator F deve ser calculado como segue:

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

$$F = 1 - 80/80$$

$$F = 0$$

e

$$N_{all} - N_{diff} = 80 - 80 = 0$$

À luz da explanação fornecida acima e considerando os valores do fator “F” e “ $N_{all} - N_{diff}$ ”, é possível concluir que a implementação de plantas eólicas similares à atividade de projeto não é uma prática comum no Brasil, sendo portanto elegível ao MDL segundo seus requisitos.

Saída da Etapa 4: A atividade de projeto proposta não é possível de ser “prática comum”, logo a atividade de projeto é adicional

Tabela 7: Cronologia das EOLs

Data	Evento	Descrição/Evidências
18/11/2011	Leilão ANEEL 007/2011 Publicação dos Documentos	Sítio de Internet da ANEEL
27/12/2011	Dia do leilão ANEEL 007/2011	Sítio de Internet da ANEEL
27/01/2012 e 17/02/2012	Consideração Prévia do MDL	Sítio de Internet da ANEEL e Cartas da AND
18/10/2013	Assinatura do Contrato de Compra da Energia	Documento “CCEAR_11634.pdf”
02/12/2013	Assinatura do contrato com o fabricante das turbinas eólicas	Contratos com a empresa WEG
10/09/2014	Consideração prévia do MDL informando sobre a atividade de projeto proposta com 5 EOLs em um único DCP	Sítio de Internet da CQNUMC
26 e 30/09/2014	Emissão das Licenças Ambientais Prévias	Documentos da SEMACE
12/01/2015	Contrato de construção assinado	Contratos com a <i>SS&B Construtora</i>
12/02/2015	Emissão das Licenças de Instalação	Documents from SEMACE
18/12/2014	Início da construção (incluindo serviços preliminares)	Cronograma do Projeto
31/12/2015	Conclusão da construção da primeira WTG.	Cronograma do Projeto

B.6. Reduções de Emissão

B.6.1. Explicação da(s) metodologia(s) escolhida(s):

As reduções de emissões da atividade de projeto (ER_y) são quantificadas pela subtração das emissões do projeto ($PE_{HP,y}$) das emissões da linha de base (BE_y).

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y Redução de emissão no ano y (tCO₂e/ano);

BE_y Emissões da linha de base no ano y (tCO₂/ano);
 PE_y Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/ano)

Emissões do projeto (PE_y)

Para esta atividade de projeto $PE_y = 0$.

Emissões da linha de base (BE_y)

As emissões da linha de base (BE_y em tCO₂/ano) são o produto do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$ em tCO₂/MWh), vezes a eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede ($EG_{PJ,y}$ em MWh), como segue:

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

Onde:

BE_y Emissões de linha no ano y (tCO₂/ano);
 $EG_{PJ,y}$ Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e exportada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL ano y (MWh/ano).
 $EF_{grid,CM,y}$ Margem Combinada para o fator de emissão de CO₂ da rede geradora no ano y, calculada usando a versão mais recente da “ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico” em (tCO₂/MWh).

Se a atividade de projeto é a instalação de uma usina nova, então:

Energia Gerada ($EG_{PJ,y}$)

A atividade de projeto é a instalação de uma nova planta/unidades de energia renovável conectada à rede elétrica no local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes de sua implementação, assim classificada como uma nova usina de energia renovável.

O $EG_{PJ,y}$ é baseado na estimativa da energia a ser introduzida anualmente na rede pela atividade do projeto, que considera a potência útil da planta, as informações fornecidas pela ANEEL e do Ministério de Minas e Energia. Então:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

Onde:

$EG_{PJ,y}$ Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e exportada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL ano y (MWh/ano).
 $EG_{facility,y}$ Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pelas unidades/usinas para a rede no ano y (MWh/ano).

Valor disponível na Seção B.6.3.

Cálculo do Fator de Emissão ($EF_{grid,CM,y}$)

Para o cálculo do fator de emissão da linha de base, os seis passos abaixo devem ser seguidos

PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante;
 PASSO 2. Selecionar se inclui as usinas não conectadas ao sistema elétrico no projeto (opcional);
 PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM);

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

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

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

PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante.

Considerando o estabelecido pela versão válida da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”¹⁰ e o fato da AND brasileira ter publicado a Resolução nº 8 emitida em 26 de maio de 2008, na qual define o **Sistema Interligado Nacional** como um sistema único que cobre todos as cinco macro regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro Oeste), os limites do sistema elétrico brasileiro são claramente definidos.

PASSO 2. Selecionar quando da inclusão de usinas não conectadas ao sistema elétrico do projeto (opcional).

Desde que a AND brasileira somente disponibiliza o cálculo do fator de emissão com base em informações de usinas conectadas a rede, as usinas não conectadas não são consideradas (Opção I).

PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM).

O método adotado para calcular a margem de operação é o “Método de análise do despacho OM” (Opção c). O cálculo é realizado pela AND brasileira e disponibilizado publicamente.

PASSO 4: Calcule o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O método selecionado é o "OM por análise dos dados de despacho".

O Fator de Emissão pelo método da Análise de Despacho (OM), é calculado como segue:

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

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Dados da margem de operação do fator de emissão de CO₂ da energia despachada no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade substituída pela atividade de projeto em horas (h) no ano y (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades da rede elétrica no topo da ordem de despacho na hora h, no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,y}$ = Energia total substituída pela atividade de projeto no ano y (MWh);

h = Horas no ano y em que a atividade de projeto está substituindo energia da rede;

y = Ano no qual a eletricidade de projeto está substituindo energia da rede.

O método $EF_{EL,DD,h}$ é definido pela AND brasileira que é a responsável por este cálculo.

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

¹⁰ "Se a AND do país anfitrião publicou a delimitação do projeto de sistema elétrico e sistemas elétricos conectados, estas delimitações devem ser utilizadas"

Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção deverá ser atualizado anualmente, *ex post* (Opção 2).

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (BM) é calculado como se segue:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_{i,m} EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Onde:

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

$EG_{m,y}$ = Eletricidade líquida gerada e entregue a rede pela usina m no ano y (MWh)

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

m = Unidades de geração incluídas na margem de construção

y = Ano histórico mais recente na qual o dado de geração de eletricidade está disponível

O fator de emissão de CO₂ para cada unidade de geração m ($EF_{EL,m,y}$) deve ser determinado de acordo com a ferramenta no Passo 4 (a) para o simples OM, utilizando as opções A1, A2 ou A3, utilizando para o ano y o histórico mais recente para o qual os dados de geração de energia elétrica estão disponíveis, e utilizando para m as unidades de energia incluídas na margem de construção.

As unidades de energia incluídas na margem de construção são definidas pela AND brasileira, que é responsável pelos cálculos da margem de operação e construção. Os resultados destas são disponibilizados publicamente em seu site para consulta.

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

Para o cálculo do fator de emissão da margem combinada o método CM (Opção a) deve ser utilizado preferencialmente.

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

Onde:

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

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

w_{OM} = Peso do fator de emissão da margem de operação (por cento)

w_{BM} = Peso do fator de emissão da margem de construção (por cento)

Considerando que a atividade de projeto é baseada numa EOL, o cálculo do fator de emissão da margem combinada deve usar os seguintes valores padrões para w_{OM} e w_{BM} :

$w_{OM} = 0.75$ e $w_{BM} = 0.25$ para o primeiro, Segundo e terceiro período de crédito.

Cálculos disponíveis na Seção B.6.3.

B.6.2. Dados e Parâmetros fixados ex ante:

Dado / Parâmetro	Cap_{BL}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina eólica anterior à implementação da atividade de projeto. Para novas usinas eólicas esse valor é zero.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valores aplicados	0
Escolha do Dado ou Métodos e procedimentos de medição	Não aplicável
Propósito do dado	Cálculo das emissões do projeto
Comentário Adicional	

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

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o dado central a ser determinado no cenário da linha de base. No Brasil, a rede é interligada através do SIN em um sistema único¹¹

Cálculo do Fator de Emissão ($EF_{grid,CM,y}$)

Para o cálculo do fator de emissão da linha de base, os seis passos abaixo devem ser seguidos:

- PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante;
 PASSO 2. Selecionar se inclui as usinas não conectadas ao sistema elétrico do projeto (opcional);
 PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM);
 PASSO 4. Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado;
 PASSO 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM);
 PASSO 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante.

Considerando o estabelecido pela versão válida da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” e o fato da AND brasileira ter publicado a Resolução nº 8 emitida em 26 de maio de 2008, na qual define o Sistema Nacional Interconectado como um sistema único que cobre todos as cinco macro regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro Oeste), os limites do sistema elétrico brasileiro são claramente definidos.

PASSO 2. Selecionar quando da inclusão de usinas não conectadas ao sistema elétrico do projeto (opcional).

Desde que a AND brasileira somente disponibiliza o cálculo do fator de emissão com base em informações de usinas conectadas a rede, as usinas não conectadas não são consideradas.

PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM).

O método adotado para calcular a margem de operação é o “Método de análise do despacho OM”. O cálculo é realizado pela AND brasileira e disponibilizado publicamente.

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

¹¹ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24562.pdf

selecionado.

O Fator de Emissão pelo método da Análise de Despacho (OM), é calculado como segue:

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

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Dados da margem de operação do fator de emissão de CO₂ da energia despachada no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade substituída pela atividade de projeto em horas (h) no ano y (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades da rede elétrica no topo da ordem de despacho na hora h, no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,y}$ = Energia total substituída pela atividade de projeto no ano y (MWh);

h = Horas no ano y em que a atividade de projeto está substituindo energia da rede;

y = Ano no qual a eletricidade de projeto está substituindo energia da rede.

Para efeito do cálculo *ex-ante* do valor do $EF_{grid,OM-DD,y}$ foi calculada a média aritmética de 12 meses dos fatores de emissões da margem de operação, publicados pela AND (dados disponíveis para o ano de 2014)¹².

Tabela 8: Fator de Emissão da Margem de Operação para o ano de 2014

MARGEM DE OPERAÇÃO												
Média do Fator de Emissão (tCO ₂ / MWh)												
2014	MÊS											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	0,6155	0,5989	0,5699	0,5772	0,5605	0,5678	0,5674	0,5862	0,5994	0,5901	0,5885	0,5825

Desta maneira, temos que o Fator de Emissão da Margem de Operação é:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = 0,5837$$

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

As unidades de energia incluídas na margem de construção são definidas pela AND brasileira, que é responsável pelos cálculos da margem de operação e construção. Os resultados destes são disponibilizados publicamente em seu web site para consulta.

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da margem de construção (BM) é calculado como segue:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_{i,m} EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Onde:

¹² <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354444.html#ancora>

$EF_{grid,BM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh);
$EG_{m,y}$	Eletricidade gerada e despachada para a rede pela usina m no ano y (MWh);
$EF_{EL,m,y}$	Fator da emissão do CO ₂ da usina m no ano y (tCO ₂ /MWh);
m	Unidades de geração incluídas na margem de construção.

Para o Fator de Emissão da Margem de Construção $EF_{grid,BM,y}$ também será adotado o valor referente ao ano de 2014 publicado pela AND (último dado disponível)¹³.

Tabela 9: Último dado da AND Brasileira do Fator de Emissão da Margem de Construção (2014)

MARGEM DE CONSTRUÇÃO	
Média do Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh) - ANUAL	
2014	0,2963

Então, temos que o Fator de Emissão da Margem de Construção é:

$$EF_{grid,BM,y} = 0,2963 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

Para o cálculo do fator de emissão da margem combinada (combinação da margem de operação e construção) é utilizada uma média ponderada entre os dois fatores acima citados, considerando $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$. Como medida conservadora, é apresentado abaixo o fator de emissão calculado utilizando-se valores com quatro casas decimais, arredondadas para baixo. Então, o resultado é:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,5837 \cdot 0,75 + 0,2963 \cdot 0,25 = 0,5118 \text{ (tCO}_2/\text{MWh)}$$

As emissões da linha de base são proporcionais à eletricidade entregue à rede durante o período de duração do projeto. São calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$) pela eletricidade gerada pela atividade de projeto.

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

$$BE_y = 456.726 \cdot 0,5118 = 233.752 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

O valor das Emissões do Projeto calculadas (PE_y) é 0. Então:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$ER_y = 233.752 - 0 = 233.752 \text{ (tCO}_2\text{e/ano)}$$

Fugas

Para este projeto fugas não são consideradas.

¹³ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/346664.html#ancora>

B.6.4 Sumário da estimativa ex-ante de reduções de emissões

Ano	Emissões da linha de base (tCO ₂ e)	Emissões do projeto (tCO ₂ e)	Fugas (tCO ₂ e)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
2016	233.752	0	0	233.752
2017	233.752	0	0	233.752
2018	233.752	0	0	233.752
2019	233.752	0	0	233.752
2020	233.752	0	0	233.752
2021	233.752	0	0	233.752
2022	233.752	0	0	233.752
Total	1.636.264	0	0	1.636.264
Número total de anos de crédito	7 anos, podendo ser renovado por mais 2 períodos de 7 anos cada um.			
Média anual sobre o período de crédito	233.752	0	0	233.752

B.7. Plano de monitoramento

B.7.1. Dados e Parâmetros a serem monitorados

Dado / Parâmetro	$EG_{facility,y}$
Unidade	MWh/ano
Descrição	Quantidade de eletricidade fornecida pela unidade/usina à rede no ano y.
Fonte do dado	Medidores de Energia localizados no Painel de Medição (2 no total) na Subestação ICG Aracati III (exclusivos para as 5 EOLs)
Valor(es) aplicado (s)	456.726 no Total sendo: 104.743,8 da EOL Goiabeira 60.239,0 da EOL Ubatuba 83.873,2 da EOL Santa Catarina 135.561,8 da EOL Pitombeira 72.308,6 da EOL Ventos de Horizonte
Método de medição e procedimentos	A eletricidade entregue à rede será registrada por medidores de eletricidade (um principal e um de retaguarda). Também a eletricidade entregue à rede será checada através dos mesmos medidores desde que eles são bidirecionais. Para segurança, os medidores serão lacrados após a calibração.
Frequência de monitoramento	Medição contínua e pelo menos gravação mensal.
Procedimentos GQ/CQ	Os medidores devem atender os padrões nacionais do Módulo 12.2 do ONS (o qual pode ser visualizado através do link: http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/be4c5a1e96b00ff083257635000041e4/91d2f3d5e0a476ac83257945005b18fc?OpenDocument), e regulações industriais para assegurar a acuracidade. Estes dados serão utilizados para calcular as reduções de emissões. Os dados serão arquivados mensalmente (eletronicamente) e mantidos arquivados durante o período de creditação mais dois anos após seu término. Os dados dos

	medidores de energia serão contra checados com o banco de dados da CCEE para verificar a coerência dos dados.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de Emissão da Margem Combinada para atividade de geração conectada a uma rede no ano y calculada utilizando a versão mais recente da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Fonte do dado	Baseado em dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada).
Valor(es) aplicado (s)	0,5118
Método de medição e procedimentos	A margem combinada é calculada através de uma fórmula de média ponderada, considerando o $EF_{grid,OM-DD,y}$ e o $EF_{grid,BM,y}$ e os pesos padrão são $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$, como na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	Como o determinado pela "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados relativos ao ano de 2014 (dados mais recentes disponíveis). http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354444.html#ancora

B.7.2 Plano de amostragem

Os dados e parâmetros monitorados na seção B.7.1 acima não são determinadas por um método de amostragem. Os dados são efetivamente medidos.

B.7.3 Outros elementos do plano de monitoramento

O plano de monitoramento para a atividade de projeto é baseado na metodologia ACM0002 e consiste em monitorar a geração de eletricidade da atividade de projeto e fatores de emissão de CO₂.

1) Geração de Energia e sistema de medição – $EG_{facility}$:

Características gerais do Sistema de Medição:

Os procedimentos da atividade de projeto para monitoramento da geração de eletricidade seguem os parâmetros e regulamentos do setor elétrico brasileiro. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são os órgãos responsáveis pela especificação técnica do sistema de medição de energia e pelo faturamento. Esses órgãos monitoram e aprovam a acuracidade da contabilização da energia.

O agente responsável pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF) elabora o projeto em conformidade com as especificações técnicas das medições para faturamento, o qual deve incluir a localização dos pontos de medição, painéis de medição, medidores e sistemas para medição local e remota.

Como definido pelo sub-módulo 12.1 dos Procedimentos de Rede¹⁴, o SMF é um sistema composto pelos medidores principal e remoto, transformadores de instrumentos, canais de comunicação entre os agentes e CCEE e sistemas de coleta de dados e medições de faturamento.

O sistema de medição deve fazer a medição e o registro dos valores da energia entregue à rede. Existem dois medidores (um principal e um retaguarda) dentro de um painel localizado na Subestação ICG Aracati III, o ponto de conexão com o SIN.

Os dados do sistema de medição de energia líquida também são coletados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE da CCEE, remota e automaticamente, usando os mesmos dois medidores (um principal e um backup) que estão instalados no painel de medição na Subestação ICG Aracati III.

Então toda a energia gerada pelas EOLs também é monitorada on-line pela CCEE, além das medições de eletricidade realizadas pelos proprietários do projeto. O sistema de medição da CCEE é fornecido com um sistema de comunicação que tem a função de envio de dados a partir da eletricidade despachada da rede para a CCEE. A CCEE é responsável pelas leituras mensais e manutenção dos registros da energia despachada.

Para uma melhor compreensão, veja o diagrama abaixo:

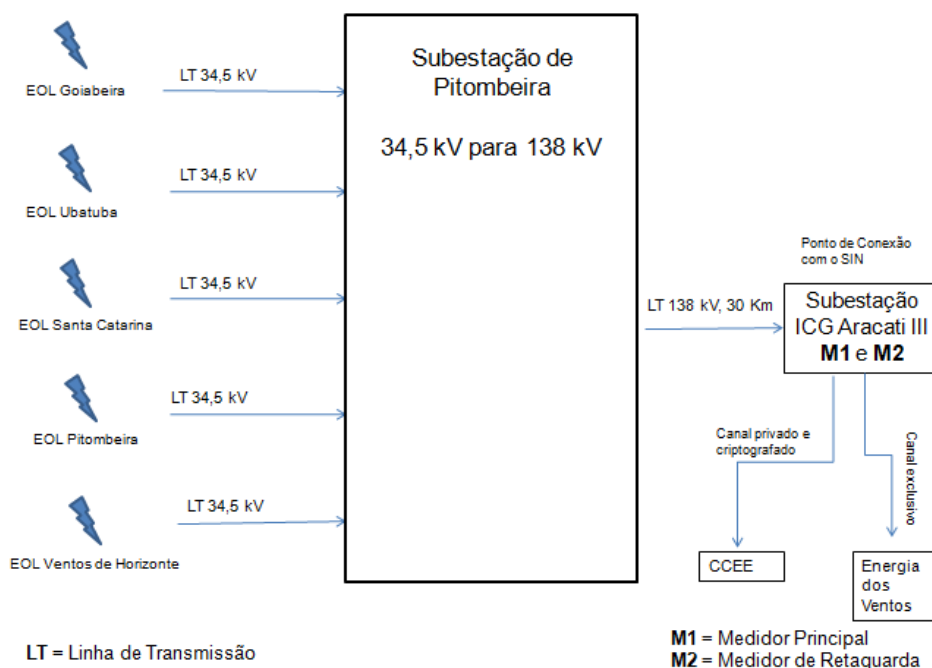


Diagrama 1: Sistema de Medição para Faturamento

Os Medidores M1 e M2 podem fornecer a eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y.

¹⁴ <http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset> do <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>

Monitoramento dos dados:

As leituras dos medidores são usadas para calcular as reduções de emissão. As etapas do monitoramento são as seguintes:

- (1) Os dados serão medidos em base horária e gravados pelo menos mensalmente;
- (2) Planilhas contendo a eletricidade entregue à rede serão geradas; os dados de medição da CCEE serão utilizados para calcular as reduções de emissão;
- (3) As reduções de emissão serão gerenciadas por funcionários do dono do projeto.

Outros detalhes, a cerca de parâmetros a ser monitorados podem ser encontrados nas seções B.7.1.

Controle de Qualidade:

- (1) Calibração dos medidores:

A calibração dos medidores será conduzida por organizações qualificadas que deverão cumprir os padrões nacionais e regulações industriais para assegurar a acurácia do sistema. O período de calibração irá seguir o Procedimento 12.3¹⁵ do ONS. Após a calibração, os medidores deverão ser lacrados para segurança. Os certificados de calibração serão arquivados juntamente com os outros dados de monitoramento.

A classe de exatidão do equipamento que será utilizado na atividade de projeto está em conformidade com os padrões nacionais (NBR 14519 da Associação Brasileira de Normas Técnicas). Isto pode ser visto no Procedimento 12.2¹⁶ do ONS.

- (2) Tratamento de emergência

Em caso de indisponibilidade de medida de qualquer ponto de medição, decorrente de manutenção, comissionamento ou por qualquer outro motivo, será utilizada a metodologia de estimativa de dados conforme o item 7.1 do Procedimento de Comercialização de Energia¹⁷, Módulo 2

Gerenciamento dos Dados:

Os dados obtidos no monitoramento serão eletronicamente arquivados e mantidos por pelo menos dois anos após o término do último período de créditos. O crédito a ser gerado será calculado regularmente pelo dono do projeto e mantido para a fase de verificação.

Procedimentos de Treinamento:

O participante do projeto é igualmente responsável pela gestão do projeto e pelo treinamento de pessoal, fornecendo os procedimentos de operação, medição, monitoramento, de emergência e de comunicação.

Os procedimentos de emergência relacionados com a operação da atividade do projeto (por exemplo: segurança dos trabalhadores e da saúde, etc, de acordo com a legislação brasileira), foram incluídos nos cursos de formação.

¹⁵ [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/5DA0C134065FB70F83257945005B1BDF/\\$file/Su_bmodulo%2012.3_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/5DA0C134065FB70F83257945005B1BDF/$file/Su_bmodulo%2012.3_Rev_2.0.pdf?openelement)

¹⁶ [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/91D2F3D5E0A476AC83257945005B18FC/\\$file/S_ubmodulo%2012.2_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/91D2F3D5E0A476AC83257945005B18FC/$file/S_ubmodulo%2012.2_Rev_2.0.pdf?openelement)

¹⁷ http://www.ccee.org.br/porta1/wcm/idc/groups/regrasprocedlegis/documents/conteudoccee/ccee_058269.pdf

Além disso, os procedimentos de operação, manutenção e calibração seguem as orientações nacionais estabelecidas pelo Operador Nacional do Sistema.

2) Fatores de Emissão - $EF_{grid,CM,y}$, $EF_{grid,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$:

Os fatores de emissão de CO₂ envolvidos na atividade de projeto ($EF_{grid,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$), conforme mencionamos anteriormente, são fornecidos pela AND brasileira e disponibilizados em seu sítio de internet (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>). Desta maneira, o monitoramento desses dados será *ex-post*, através do acesso periódico aos dados fornecidos pela AND.

3) Capacidade Instalada – Cap_{PJ} :

No Brasil, a capacidade instalada das usinas eólicas é determinada e autorizada pela agência regulatória competente. Além disso, qualquer modificação precisa ser autorizada e publicada. Portanto, qualquer nova autorização para o aumento da capacidade instalada da usina será monitorada.

Autoridade e Responsabilidade:

A Energia dos Ventos I, II, III, IV e X S.A é a responsável pela manutenção e calibração dos equipamentos de monitoramento, atendimento às exigências operacionais e ações corretivas relacionadas à funcionalidade da atividade de projeto. Além disso, a companhia tem autoridade e responsabilidade para o registro, monitoramento e medições, assim como para gerenciar todos os assuntos relacionados a atividades de projeto e treinamento de pessoal para o uso de técnicas apropriadas nesses procedimentos.

As emissões de linha de base do projeto e os cálculos de reduções de emissão serão realizados pela Energia dos Ventos I, II, III, IV e X S.A a qual reportará os resultados de maneira apropriada às entidades relacionadas aos processos do MDL.

B.8 Data da conclusão da aplicação da metodologia e linha de base padronizada e informações de contato de pessoas / entidades responsáveis

A data de conclusão do estudo sobre a aplicação da metodologia selecionada é 16/10/2015 e a data de conclusão da aplicação da linha de base padronizada selecionada não é aplicável a esta atividade de projeto.

Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia EIRELI é a entidade responsável pela aplicação da metodologia selecionada para esta atividade de projeto.

A pessoa responsável na Carbotrader é Arthur Augusto Clessie de Moraes, telefone +55 (11) 4522-7180, e-mail: moraes.arthur@carbotrader.com.

SEÇÃO C. Duração e período de crédito

C.1. Duração da atividade de projeto

C.1.1. Data de início da atividade de projeto

18/10/2013

A data mais próxima na qual a implementação ou construção ou ação real da atividade de projeto iniciou, que foi a assinatura do Contrato de Compra de Energia assinados nesta data (ver a Tabela 7 para mais detalhes sobre os eventos).

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto

20 anos e 0 meses após o início operacional das Torres de Geração.

Atualmente são previstas 47 torres de geração no total com data de início operacional diferentes.

C.2. Período de crédito da atividade de projeto

C.2.1. Tipo do período de crédito

Período de crédito renovável, sendo este o primeiro.

01/01/2016 até 31/12/2022 o primeiro período de crédito.

01/01/2023 até 31/12/2029 o segundo período de crédito.

01/01/2030 até 31/12/2036 o terceiro período de crédito.

Ou na data de registro MDL, o que ocorrer mais tarde.

C.2.2. Início do período de crédito

A data de início do período de crédito é 01/01/2016 ou na data de registro MDL, o que ocorrer mais tarde.

C.2.3. Duração do período de crédito

A duração do período de crédito é 7 anos e 0 meses renovável por mais 2 períodos de 7 anos e 0 meses.

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise de impactos ambientais

A implementação de Usinas de Energia Eólica foi precedida de uma avaliação ambiental global feita com a realização de dois estudos principais: o Estudo de Impacto Ambiental - EIA e o Relatório de Impacto Ambiental - RIMA. Com base nesses estudos será desenvolvido um Plano Básico Ambiental - PBA que deverá conter 23 programas. O objetivo desses programas é o de gerir, monitorar e executar ações que minimizem a influência do projeto no seu ambiente.

Tendo obtido a Licença Prévia, o uso do Complexo Eólico Aracati foi enviado para os processos de licitação, que foi vencida pela Energia dos Ventos S.A. Em setembro de 2014 uma nova Licença Ambiental Prévia foi obtida em nome da Energia dos Ventos S.A. Desta data em diante, a Energia dos Ventos S.A. desenvolveu ações para cumprir com todos os regulamentos listados, desenvolvendo os requisitos ambientais necessários e fazendo os procedimentos de comunicação social no município de Aracati.

A Licença de Instalação foi obtida em fevereiro de 2015, fornecida pela SEMACE. A Licença de Instalação foi obtida após a aprovação do PBA. O PBA inclui os projetos de controle de impacto ambiental e as medidas de mitigação e compensação. O PBA inclui as propostas descritas nos seguintes documentos:

- Estudo de Impacto Ambiental - EIA;
- Relatório de Impactos Ambientais – RIMA;
- Documentos da Reunião de Consulta Pública;

- Requisitos da Licença Prévia;
- Estudos complementares;
- Requisitos adicionais e/ou complementares por parte do órgão ambiental e da comunidade local;

A Licença de Operação deverá ser emitida antes do início da operação comercial.

Os estudos ambientais não apontaram a ocorrência de quaisquer impactos transfronteiriços.

Os números das Licenças são listados abaixo:

Usina de Energia Eólica	Número da Licença Prévia	Número da Licença de Instalação
GOIABEIRA	304-2014	008-2015
UBATUBA	301-2014	006-2015
SANTA CATARINA	300-2014	009-2015
PITOMBEIRA	302-2014	007-2015
VENTOS DE HORIZONTE	303-2014	010-2015

D.2. Avaliação do impacto ambiental

Breve descrição do Estudo de Impactos Ambientais, Relatório de Impactos Ambientais e Plano Básico Ambiental.

O EIA / RIMA foi desenvolvido com base nos impactos causados pela instalação do Projeto. Fazendo uso de estudos comparativos e análise custo/benefício, esses documentos levam em consideração fatores ambientais, sociais e econômicos. Os fatores considerados incluem: construção de barragens, instalação de canteiro de obras, construção de acessos rodoviários, impactos sobre a flora e fauna, aumento temporário na população local, os impactos sobre a saúde, educação e segurança pública, geração de renda para o governo local por meio de impostos, entre outros.

O maior impacto negativo para o meio ambiente deverá ser o desmatamento no local onde as usinas elétricas serão construídas bem como abaixo das linhas de transmissão. Esta área, no entanto, apresentou baixa densidade populacional e consistiram principalmente em fazendas e raramente em residências de trabalhadores rurais. Construções nesta área não resultaram em migração compulsória de comunidades inteiras.

Os principais impactos positivos são a contribuição para a sustentabilidade ambiental reduzindo o uso de energia fóssil (fontes não renováveis), a melhor utilização dos recursos naturais e do uso de tecnologias limpas e eficientes. Além disso, a ampliação das oportunidades de emprego em áreas onde o projeto está localizado, a contribuição para melhores condições da economia local com os impostos pagos, a redução da poluição lançada na atmosfera e os custos sociais relacionados a ela.

O PBA registrou o desenvolvimento de 23 projetos ambientais para a prevenção, controle, mitigação, monitoramento e compensação dos impactos ambientais causados pela instalação do Projeto. Entre esses programas, pode-se destacar:

- o Plano de monitoramento da qualidade da superfície da água, águas subterrâneas e dos solos;
- o Plano de Monitoramento dos níveis de ruído e vibração;
- o Plano de Recuperação de Áreas Degradadas;
- o Plano de Proteção e Segurança dos Trabalhadores;
- o Programa de Educação Ambiental;
- o Programa de Auditoria Ambiental;

o Programa de Gerenciamento de Riscos;
 o Plano de Ação de Emergência;
 o Plano de Comunicação para as comunidades do entorno do Empreendimento;
 o Programa de Saúde para as comunidades entorno do projeto;
 o Plano de Desmatamento Racional (Contemplando prevenção de risco de acidentes desta atividade);
 o Programa de Resgate aos achados do Patrimônio Arqueológico, Histórico e Cultural;
 o Plano de Conservação da Paisagem;
 o Plano de Monitoramento da Fauna;
 o Plano Ambiental para a Construção;
 o Remoção de estruturas e restauração das áreas afetadas, entre outros.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas:

E.1. Convite de comentários das partes interessadas:

Os convites dos atores locais foram feitos de acordo com a Resolução No. 7 da AND¹⁸ brasileira. A fim de satisfazer e dar cumprimento a esta resolução o proponente do projeto enviou cartas convite, descrevendo o projeto, e solicitaram comentários das seguintes partes interessadas:

1. Prefeitura Municipal de Aracati
2. Câmara Municipal de Aracati
3. Secretaria de Meio Ambiente de Aracati
4. Agência do Meio Ambiente do Ceará
5. FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais
6. Ministério Público Estadual do Ceará
7. Procuradoria da República
8. Comunidade Beneficente do “Córrego do Retiro” (comunidade local diretamente influenciada pela atividade de projeto);
9. Conselho Federal de Engenharia, Arquitetura e Agronomia do Ceará (CREA – CE), para o departamento responsável pelas Inspeções Litorâneas.

Os atores locais também foram instruídos a solicitar cópias em papel desses documentos por meio do serviço postal, nos casos em que o acesso à Internet não fosse possível.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido por e-mail ou correios.

E.3. Relatório sobre como a consideração dos comentários recebidos:

Nenhuma ação requerida.

SEÇÃO F. Aprovação e Autorização

A Carta de Aprovação deve ser obtida após a emissão do Relatório Final da EOD e antes da solicitação de registro ao Conselho Executivo do MDL.

- - - - -

¹⁸

Disponível

em

http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797/Resolucoes_da_Comissao_Interministerial_na_condicao_de_Autoridade_Nacional_Designada_do_Mecanismo_de_Desenvolvimento_Limpo.html

Anexo 1. Informação de contato dos participantes do projeto e pessoas/entidades responsáveis

Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa / entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, onde aplicável, a linhas de base padronizada(s) selecionada(s) para a atividade de projeto
Nome da Organização	Energia dos Ventos IV S.A.
Rua/Caixa Postal	Rua Gomes de Carvalho, 1996, 15o andar
Edifício	
Cidade	São Paulo
Estado/Região	São Paulo
CEP	04547-006
País	Brasil
Telefone	+55 (11) 4872-2257
Fax	+55 (11) 4872-2257
E-Mail	
Sítio de Internet	
Pessoa de contato	
Título	Diretor
Tratamento	Sr.
Sobrenome	Silva
Segundo nome	Roberto da
Nome	José
Departamento	
Celular	
FAX direto	+55 11 4872-2257
Telefone direto	+55 11 4872-2257
E-Mail pessoal	jrsilva@energiadosventos.com.br

Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável	☐ Participante do Projeto ☒ Pessoa / entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, onde aplicável, a linhas de base padronizada(s) selecionada(s) para a atividade de projeto
Nome da Organização	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Eireli
Rua/Caixa Postal	Rua Maestro Manoel Antiqueira 90
Edifício	
Cidade	Jundiaí
Estado/Região	São Paulo
CEP	13216-310
País	Brazil
Telefone	+55 11 4522-7180
Fax	

E-Mail	
Sítio de Internet	
Pessoa de contato	
Título	Diretor Executivo
Tratamento	Sr.
Sobrenome	Moraes
Segundo nome	Augusto Clessie de
Nome	Arthur
Departamento	
Celular	
FAX direto	
Telefone direto	+55 11 4522-7180
E-Mail pessoal	moraes.arthur@carbotrader.com

Anexo 2: Afirmação referente a financiamento público

Não há financiamento público de países do Anexo I do Protocolo de Kyoto para essa atividade de projeto.

Anexo 3: Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada

Nenhuma informação adicional.

Anexo 4: Mais informações sobre o cálculo ex ante das reduções de emissões

Nenhuma informação adicional.

Anexo 5: Informações adicionais sobre o Plano de Monitoramento

Todas as informações relevantes foram fornecidas na seção B.7.

Anexo 6: Sumário das mudanças pós registro

Não aplicável.

- - - - -

Informação do documento

<i>Versão</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição</i>
05.0	25 de Junho de 2014	Revisões para: - Incluir o Anexo: Instruções para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto de MDL de pequena escala (estas instruções substituem as "Orientações para o preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto de MDL de pequena escala" (versão 01.1)); - Incluir disposições relativas às linhas de base padronizadas; - Adicionar informações de contato de uma() pessoa(s)/entidade(s) responsável(is) para a aplicação da(s) metodologia(s) para a atividade de projeto em B.7.4 e Anexo 1; - Trocar o número de referência do F-MDL-PPE-DCP para MDL-DCP-PPE-FORM; - Melhoria Editorial.
04.1	11 de Abril de 2012	Revisão editorial para trocar a caixa de histórico pela adição da reunião do CE e anexar números na coluna da Data.
04.0	13 de Março de 2012	CE 66, Anexo 9 Revisão necessária para assegurar a coerência com as "Diretrizes para completar o formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto MDL de pequena escala"
03.0	15 de Dezembro de 2006	CE 28, Anexo 34 O Conselho concordou em revisar o documento de concepção do projeto de MDL para atividades de pequena escala (CDM-SSC-PDD), tendo em conta CDM-PDD e CDM-NM.
02.0	08 de Julho de 2005	CE 20, Anexo 14 - O Conselho concordou em revisar o MDL SSC DCP para orientação e esclarecimentos prestados pelo Conselho desde a versão 01 deste documento. - Como consequência, as orientações para preenchimento do DCP foram revistas de acordo com a versão 2. A última versão pode ser encontrada em http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents.
01.0	21 de Janeiro de 2003	CE 07, Anexo 05 Adoção inicial.
Classe de Decisão: Regulatória Tipo de Documento: Formulário Função do Negócio: Registro Palavras-chaves: atividades de projeto , documento de concepção do projeto		