



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DO PLANO DO PROJETO
PARA ATIVIDADES DO PROJETO CDM (F-MDL-DCP)
Versão 04.1**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade do projeto	Projeto da Central Geradora Eólica de Osorio 3 (PCGEO3)
Número de versão do PDD	Versão 2
Data de conclusão do PDD	08/05/2012
Participante(s) do projeto	<ul style="list-style-type: none">• Enerfin do Brasil - Sociedade de Energia LTDA.• Ventos Dos Índios Energia S.A.
Parte(s) anfitriã(s)	BRASIL
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)	Escopo Setorial 1: Indústrias de energia – fontes renováveis/não renováveis ACM0002 – Versão 12.3.0
Quantidade estimada de reduções médias anuais de emissões de GEE	60.780 tCO₂/ano

SECTION A. Descrição da atividade do projeto**A.1. Objetivo e descrição geral da atividade do projeto**

O Projeto da Central Geradora Eólica de Osório 3 é um projeto inteiramente novo localizado no município de Osório, estado do Rio Grande do Sul, Brasil. O projeto gerará eletricidade utilizando uma fonte de energia limpa e renovável, isto é, o vento, evitando as emissões de CO₂ da geração de eletricidade pelas usinas elétricas com combustível fóssil. Antes da implementação do projeto, não havia geração de energia no local do projeto.

O PCGEO3 consiste de 25 turbinas eólicas de 2 MW ENERCON com alturas de cubo de 110 m, para uma capacidade instalada total de 50 MW. O PCGEO3 está dividido em 2 parques eólicos que são:

Parque eólico	Capacidade instalada (MW)	Dados operacionais comerciais (COD) ¹
Dos Índios 2	28	07/01/2014
Dos Índios 3	22	01/01/2016

O PCGEO3 fornecerá energia ao Sistema Interconectado Brasileiro e venderá energia na *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (CCEE), através de Contrato de Compra de Energia.

A atividade do projeto envolve o desenvolvimento, projeto, engenharia, aquisição, financiamento, construção, operação, manutenção e monitoramento da usina PCGEO3.

O fator médio de capacidade do projeto será de aproximadamente 39,0 %, resultando em uma geração média projetada (P50) de 170,8 GWh/ano.²

O desenvolvedor dos parques eólicos é Ventos Dos Índios Energia S.A.. A empresa está devidamente registrada de acordo com os regulamentos brasileiros deste janeiro de 2010, com a finalidade específica de gerar energia a partir dos seus parques eólicos.

O PCGEO3 contribui para o desenvolvimento sustentável da região:

- Melhorando a infraestrutura local (rodovias e rede elétrica);
- Gerando empregos e melhorando a renda e as condições de trabalho da população na área: espera-se que o projeto crie empregos durante a sua fase de construção, o que inclui a construção de rodovias, infraestrutura elétrica e a instalação das turbinas eólicas. As estimativas demonstram a geração de até 160 empregos diretos durante esta fase no Brasil, dos quais 72 são em Osório, perto de 36 no Rio Grande do Sul e perto de 54 em outras regiões brasileiras. Além disso, durante o tempo de vida do projeto, perto de 5 empregos qualificados diretos para funcionários brasileiros estão garantidos para manutenção e operação do parque eólico;
- Fornecendo treinamento técnico a funcionários através de programas específicos sobre diferentes assuntos relacionados à geração de vento e manutenção de equipamentos;
- Aumentando os recursos locais, através da renda do arrendamento da terra para a construção do parque eólico. Os proprietários rurais terão uma renda de aluguel por 20 anos. Além disso, muitos serviços serão necessários para a nova atividade, tais como: aluguel de equipamentos, serviços de hotel e refeições, etc.

¹ Data do leilão de energia “Leilão de Energia de Reserva” para “Dos Índios 2” é 18/08/2011 e data do leilão de energia denominado “Energia Nova A-5” é 20/12/2011 para “Dos Índios 3”.

² DEWI é o estudo dos ventos para os parques eólicos “Dos Índios 2” e “Dos Índios 3”. The referred value is the sum of both wind farm plants.

- Permitindo a continuidade das atividades agrícolas no local, que não serão afetadas pela atividade do projeto;
- Desenvolvendo programas educacionais, técnicos e ambientais que serão mantidos durante a operação do projeto;
- Aumentando as atividades do turismo na região do projeto incentivando o turismo ecológico;
- Transferindo tecnologia avançada de países industrializados para aumentar as capacidades de construção no Brasil e apoiar o desenvolvimento desta indústria com base na energia renovável do vento, que é incomum neste país. O PCGEO3 contribuirá para o processo de transferência de tecnologia e incentivará a manufatura de turbinas eólicas e equipamentos relacionados no Brasil;
- Aumentando a participação da geração de energia renovável em níveis regionais e nacionais;
- Reduzindo as emissões de GHG em comparação com um cenário usual.

A atividade do projeto é um projeto inteiramente novo. Antes da implementação da atividade do projeto, não havia construções no local do projeto. Assim sendo, o cenário anterior à implementação da atividade do projeto é inexistente.

De acordo com a seção B.4, o cenário da linha de base é: “a eletricidade gerada pela operação de usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas usinas de diferentes fontes (combustível fóssil e renovável)”.

A redução média anual de emissões de GEEs é: **60.780 tCO₂/ano**

A redução total de emissões de GEEs é: **425.460 tCO₂/ano**

A.2. Local da atividade do projeto

A.2.1. Parte(s) anfitriã(s)

Brasil

A.2.2. Região/Estado/Província, etc.

Rio Grande do Sul

A.2.3. Cidade/Comunidade, etc.

Osório

A.2.4. Localização Física/Geográfica

O PCGEO3 está localizado no município de Osório, 90 km a leste da cidade de Porto Alegre, capital do estado do Rio Grande do Sul, e 18 km a oeste do Oceano Atlântico. O Rio Grande do Sul é o estado mais ao sul do Brasil, fazendo fronteira com o norte do Uruguai e o nordeste da Argentina.

Coordenadas geográficas: Longitude: -50,336639; Latitude: -30,008325 (o projeto será instalado nessas coordenadas).³

³ Estas coordenadas foram transformadas a partir das coordenadas UTM X=563975; Y=6680107 (WGS84, Zona 22)

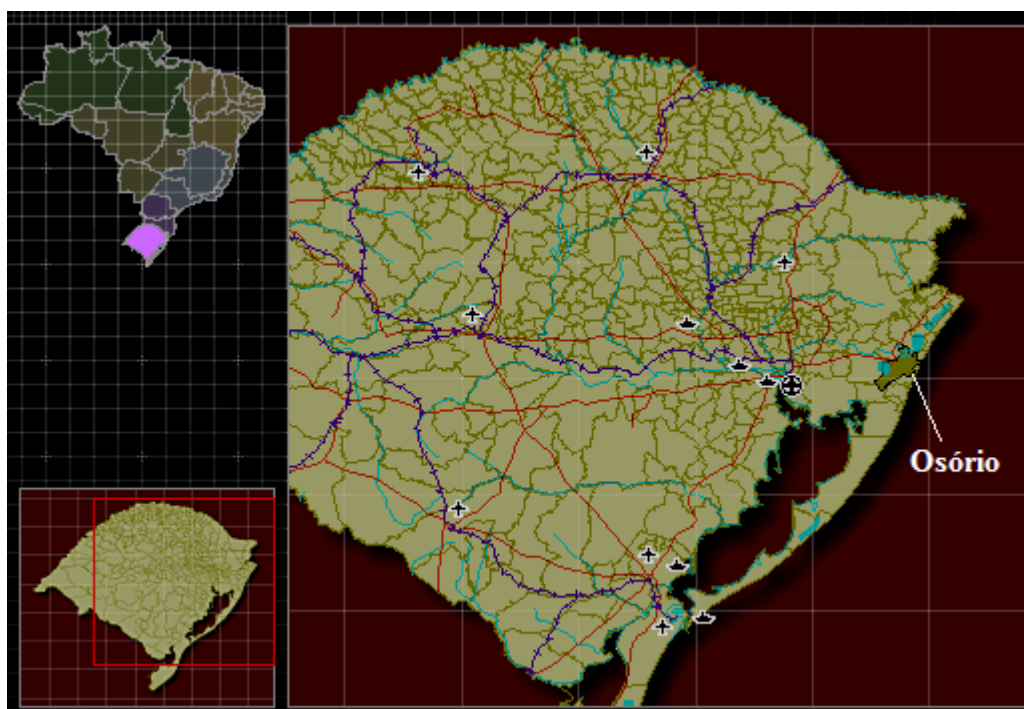


Figura 1 - Localização da cidade de Osório, estado do Rio Grande do Sul, Brasil
(Fonte: IBGE Cidades)



Figura 2 - Layout do PCGE03 (“Parques Eólicos Dos Índios 2” e “Dos Índios 3”)
(Fonte: Google Earth)

A.3. Tecnologias e/ou medidas

Este é um projeto inteiramente novo formado por 25 conversores de energia eólica ENERCON E-82 (WECs), posicionados para tirar vantagem máxima do vento como uma fonte de energia limpa.

Tabela 1 - Tecnologia a ser empregada pelo PCGEO3

Fabricante WEC	ENERCON
Modelo	E-82
Capacidade total	2.000 kW cada ⁽²⁾
Fator de capacidade (P50)	39,0 ⁽¹⁾
Quantidade de WECs	25 ⁽¹⁾
Vida útil	20 anos ⁽²⁾
Diâmetro do rotor	82 m ⁽²⁾
Altura do cubo	110 m
(1) Estudo dos ventos (DEWI, 15/04/2011)	
(2) Avaliação do Projeto (manual ENERCON)	

Estes WECs são conhecidos pelos seus geradores síncronos de múltiplos polos, o que torna possível conectá-los diretamente ao cubo do rotor como uma unidade fixa sem uma caixa de engrenagens. Este sistema apresenta muitas vantagens: minimiza ruídos, elimina o uso de lubrificante da caixa de engrenagens, reduz o impacto ambiental, reduz o número de elementos giratórios na turbina, aumenta a vida útil da turbina e diminui a probabilidade de falhas.

Os conversores ENERCON são modulares e conectados em paralelo, o que aumenta a disponibilidade e a flexibilidade do WEC.

Os WECs ENERCON também são operados com um dispositivo de controle especial para tempestades. Este sistema permite a operação reduzida da turbina no caso de velocidades extremamente altas do vento, e impede os desligamentos frequentes e as consequentes perdas de rendimento.

Um sistema de controle remoto SCADA é utilizado para monitorar os parâmetros da operação a partir de uma sala de controle no local, conforme explicado na seção B.7.

Para interconectar os parques eólicos à rede, está sendo planejado um aumento da subestação existente, Elétrica Lagoa dos Barros de 34,5/230kV. Uma linha de transmissão de 230 kV, que atualmente transmite a energia dos parques eólicos de 150 MW Ventos do Sul, ligará o PCGEO3 à subestação Osório 2, conectada à rede nacional.

Considerando o fator de capacidade P50 de 39,0% (conforme determinado pelo German Wind Energy Institute - DEWI, a consultoria de energia eólica contratada), a energia média esperada fornecida à rede é de 170,8 GWh/ano.

A atividade proposta do projeto deslocará a geração de eletricidade na margem do sistema, isto é, este projeto de CDM deslocará a eletricidade produzida por fontes marginais (principalmente usinas termelétricas a combustível fóssil) que possuem custos mais elevados para enviar eletricidade do que fontes com carga base e são solicitadas somente ao longo das horas em que as fontes da carga base (fontes de baixo custo ou que atendam à demanda) não são capazes de alimentar a grade quando a demanda excede a capacidade da carga base. A Figura 3 abaixo mostra o princípio da geração de energia eólica, identificando:

- Os fluxos em massa do vento;
- A vazão de eletricidade a ser exportada para a rede;
- As oscilações do sistema;
- O equipamento de monitoramento e sua localização nos sistemas.

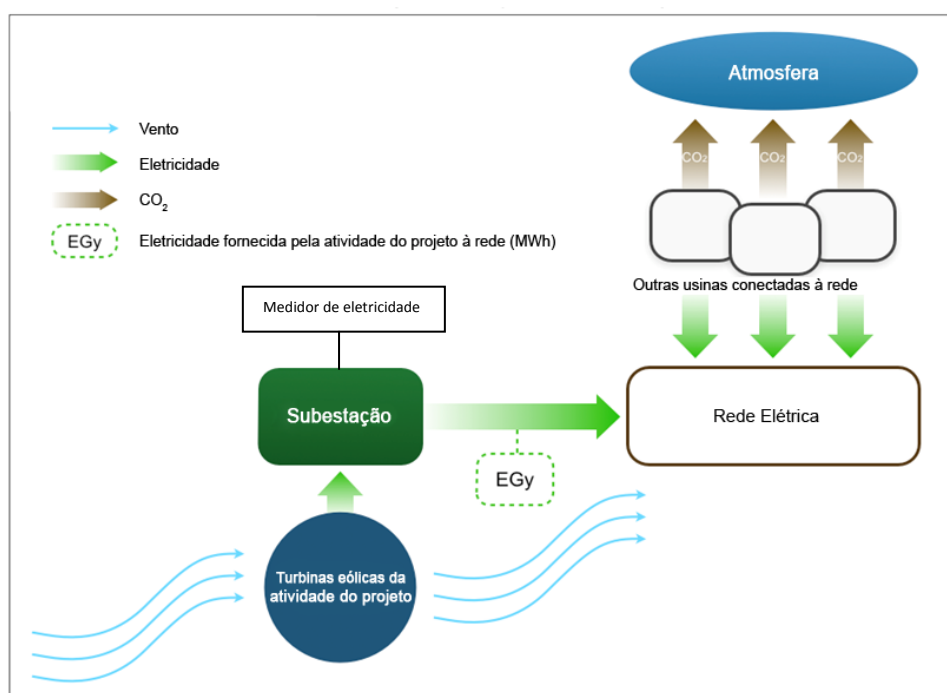


Figura 3 – Tecnologias e medidas da atividade do projeto

Alinhados com a metodologia (ACM0002), os gases de efeito estufa respondem pelas emissões de CO₂ da geração de eletricidade em usinas elétricas de combustível fóssil, o qual é deslocado devido à atividade do projeto proposto.

O cenário da linha de base para a atividade do projeto proposto é a continuação da prática atual, isto é, a geração de eletricidade das centrais energéticas conectadas à rede na rede brasileira de eletricidade, o qual é idêntico ao cenário existente antes do início da atividade do projeto.

Antes da implementação da atividade do projeto não havia nada construído no local do projeto.

As dependências, sistemas e equipamentos no cenário da linha de base são a operação e novas usinas elétricas conectadas ao Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Com a implementação do Projeto a ENERCON transfere ao Brasil alta tecnologia, bem como o *know-how* exigido para a instalação, operação e manutenção dos parques eólicos, fornecendo treinamento técnico aos funcionários por meio de programas específicos. O projeto contribuirá para o desenvolvimento da tecnologia no Brasil, atraindo outros fabricantes e desenvolvedores, e incentivando desta forma a implementação de novos projetos eólicos.

A.4. Partis e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitriã) indicar uma Parte anfitriã	Entidades privadas e/ou públicas participantes do projeto (conforme aplicável)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Enerfin do Brasil - Sociedade de Energia LTDA.(Entidade privada)	Não
Brasil (anfitrião)	Ventos Dos Índios Energia S.A.(Entidade privada)	Não

A.5. Financiamento público da atividade do projeto

Não há financiamento público de qualquer Parte pertencente ao Anexo I para este projeto.

SECTION B. Aplicação da linha de base aprovada selecionada e da metodologia de monitoramento**B.1. Referências da metodologia**

- ACM0002 – “*Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources*” Versão 12.3.0 (Metodologia consolidada da linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis);
- “*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*” Versão 2.2.1 (Ferramenta para calcular o fator de emissões de um sistema de eletricidade);
- “*Tool for the demonstration and assessment of additionality*” Versão 6.0.0. (Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidades).

B.2. Aplicabilidade da metodologia

A metodologia aprovada ACM0002 da linha de base é aplicável às atividades de projeto de geração de energia renovável conectada à rede, que: (a) instale uma nova usina de energia em um local onde nenhuma usina de energia renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (usina inteiramente nova); (b) envolva um aumento da capacidade; (c) aperfeiçoe usina(s) existente(s); ou (d) envolva a substituição de usina(s) existente(s).

Sendo um projeto de energia eólica inteiramente novo, o mesmo atende às seguintes condições da metodologia:

“A atividade do projeto é a instalação, o aumento da capacidade, o aperfeiçoamento ou substituição de uma usina/unidade de energia de um dos seguintes tipos: usina/unidade hidroelétrica (com um reservatório do tipo rio corrente ou um reservatório de acumulação), usina/unidade eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade de energia solar, usina/unidade de energia das ondas do mar/marés.”

Além disso o projeto não envolve:

- a transferência de combustível fóssil para fontes de energia renovável no local da atividade do projeto;
- Usinas de energia a biomassa;

- Usinas hidroelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes onde a densidade da energia da usina é inferior a $4W/m^2$.

A “Ferramenta para calcular o fator de emissão a um sistema de eletricidade” é aplicável à atividade do projeto, pois o projeto fornecerá eletricidade à rede.

B.3. Limites do Projeto

	Fonte	GHGs	Incluído	Justificativa/Explicação
Cenário da linha de base	As emissões de CO ₂ da geração de eletricidade em usinas elétricas de combustível fóssil serão removidas devido à atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Fonte de emissão principal.
		CH ₄	Não	Fonte de emissão menor.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão menor.
Cenário do projeto	Para usinas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico	CO ₂	Não	Esta não é uma atividade de projeto geotérmico.
		CH ₄	Não	Esta não é uma atividade de projeto de usina geotérmica.
		N ₂ O	Não	Esta não é uma atividade de projeto geotérmico.
	Emissões de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para geração de energia em usinas de energia solar e usinas geotérmicas	CO ₂	Não	Esta não é uma atividade de projeto de usina solar ou geotérmica.
		CH ₄	Não	Esta não é uma atividade de projeto de usina solar ou geotérmica.
		N ₂ O	Não	Esta não é uma atividade de projeto de usina solar ou geotérmica.
	Em usinas hidroelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório	CO ₂	Não	Esta não é uma atividade de projeto de usina hidroelétrica.
		CH ₄	Não	Esta não é uma atividade de projeto de usina hidroelétrica.
		N ₂ O	Sim	Esta não é uma atividade de projeto de usina hidroelétrica.

De acordo com a metodologia, a extensão espacial dos limites do projeto inclui o local do projeto e as usinas elétricas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade ao qual o PCGEO3 será conectado.

Sistema de eletricidade: O Sistema Interconectado Nacional (SIN) é o sistema de eletricidade definido para a atividade do projeto. É controlado e operado pelo Operados Nacional do Sistema (ONS – Operador Nacional do Sistema) e todas as usinas elétricas ligadas ao mesmo estão incluídas nos limites do projeto.

PCGEO3: O local do projeto onde o PCGEO3 está instalado está incluído nos limites do projeto.

Como a atividade do projeto é um projeto de usina eólica, nenhuma emissão do projeto é considerada para o PCGEO3, conforme demonstrado na tabela acima. Este pressuposto está de acordo com as exigências ACM0002.

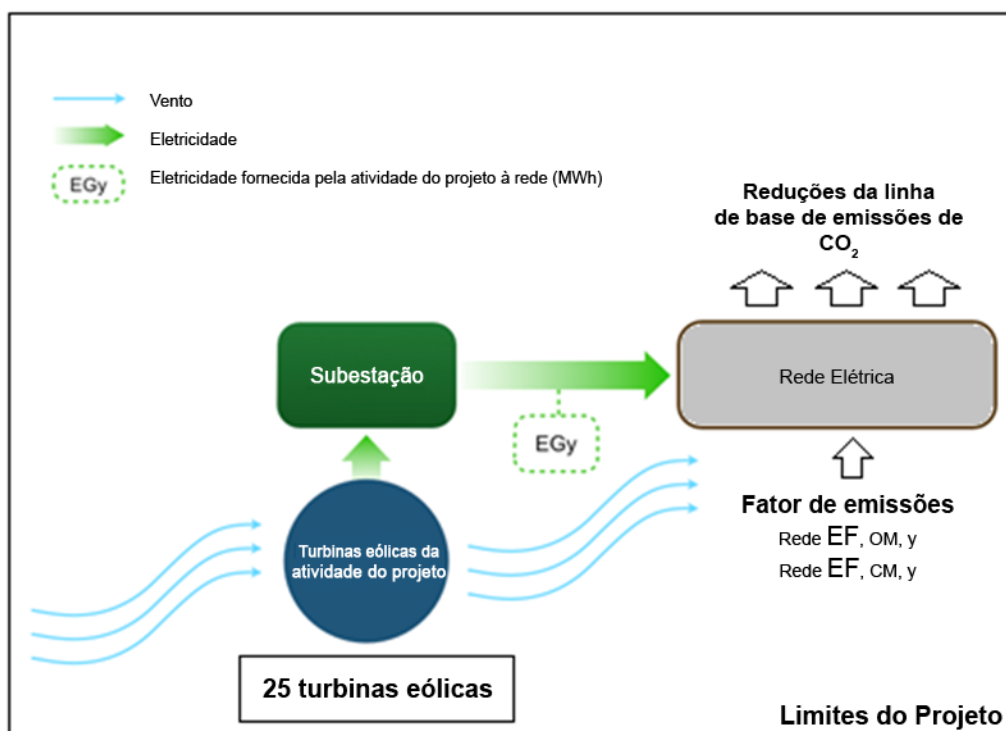


Figura 4 - Fluxograma dos limites do projeto

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

A atividade do projeto envolve a instalação de uma usina/unidade elétrica conectada à rede. Não modifica nem aperfeiçoa uma instalação de geração de eletricidade existente. Portanto, o cenário da linha de base é o seguinte:

A eletricidade fornecida à rede pelo projeto seria de outra forma gerada pela operação de usinas elétricas conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na “ferramenta para calcular o fator de emissões para um sistema de eletricidade”.

B.5. Demonstração da adicionalidade

>>

A metodologia aprovada ACM0002 exige o uso da última versão da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” convencionada pela Diretoria Executiva.

O proprietário do projeto notificou a UNFCCC e a DNA brasileira da sua intenção de desenvolver esta atividade do projeto sob a estrutura de CDM em 26/12/2011.

Etapla 1. Identificação das alternativas da atividade do projeto compatível com as leis e regulamentos atuais

Etapla 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto:

Resultado da Etapla 1a:

- Alternativa 1: A atividade do projeto proposto não é assumida como um projeto CDM.

- b) Alternativa 2: No caso de continuação da situação atual, isto é, a energia gerada pelo projeto seria gerada em usinas elétricas conectadas à rede existentes e novas no sistema de eletricidade.

Etapla 1b. Conformidade com leis e regulamentos obrigatórios:

Resultado da Etapa 1b:

Todas as alternativas mencionadas acima estão em conformidade com todas as exigências regulamentares e legais obrigatórias do Brasil.

Etapa 2. Análise do investimento

A “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” afirma que os participantes do projeto podem escolher aplicar a etapa 2 (análise do investimento) ou a etapa 3 (análise de barreiras) para demonstrar a adicionalidade do projeto.

Assim sendo, a análise do investimento deverá determinar se a atividade do projeto proposto não é:

- (a) A mais atrativa econômica ou financeiramente; ou
- (b) Viável econômica ou financeiramente, sem os rendimentos da venda de reduções de emissões certificadas (CERs)

Para conduzir a análise do investimento, as seguintes etapas são utilizadas:

Subetapa 2a: Determinar o método de análise apropriado

A ferramenta da adicionalidade lista três métodos de análise: Análise Simples dos Custos (Opção I), Análise Comparativa do Investimento (Opção II) e Análise de *Benchmark* (Opção III).

A Opção I não é aplicável ao Projeto pois o Projeto gerará benefícios das vendas de eletricidade, bem como rendimentos relacionados ao CDM. A Opção II não é aplicável pois existe somente uma opção de investimento.

Resultado da Etapa 2a: Os participantes do projeto estão optando pela análise de *benchmark* (Opção III).

Subetapa 2b: Opção III. Aplicar análise de benchmark

Para os fins desta análise do investimento, a IRR (Taxa Interna de Retorno) foi considerada o indicador mais apropriado para comparar todos os cenários sob análise. A comparação de *benchmark* apropriada apresentada abaixo foi definida de acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” (Ferramenta de Adicionalidade) e alinhada com as “Diretrizes para Avaliação da Análise do Investimento” (Orientação para Análise do Investimento), Versão 05.

Esta versão permite que os participantes de projeto selecionem um valor relevante de *benchmark*, a IRR, para a sua atividade do projeto proposto de CDM dependendo do país e do setor. De acordo com as “Diretrizes para Avaliação da Análise do Investimento” em situações em que uma análise do investimento for realizada em termos nominais, os participantes do projeto podem converter os valores dos termos reais em valores nominais adicionando a taxa de inflação. O parâmetro do *benchmark* utilizado para esta análise comparativa foi calculado conforme segue:

Tabela 2 – Método de cálculo do *benchmark*

A	<i>Benchmark - Termos Nominais</i>
B	Taxa de inflação (FMI)
C = A + B	<i>Benchmark - Termos Nominais</i>

IRR do retorno do capital após impostos em termos reais

A versão 05 das “Diretrizes para avaliação da análise do investimento” apresenta, em seu anexo, os valores padrão para o retorno sobre o investimento para todos os países. Para o Brasil, país anfitrião do projeto, esta diretriz classifica o país no nível Baa3 na classificação da Moody para escala de títulos de dívida. Além disso, a atividade do projeto está incluída no grupo 1 desta avaliação para ser incluída na indústria da geração de Energia.

O *benchmark* atribuído ao país Brasil e ao Grupo 1 pela Orientação é de **11,75%**.

Taxa de inflação (FMI)

Para calcular o *benchmark* em termos nominais, os participantes do projeto somaram a taxa de inflação do país ao *benchmark* em termos reais. A taxa de inflação é um aumento no nível geral dos preços de mercadorias e serviços na economia brasileira ao longo de um período de tempo; este valor de 4,6% é fornecido pelo Fundo Monetário Internacional (FMI).⁴

Com estes dados de entrada, o *benchmark* foi calculado conforme segue:

Tabela 3 - Valor do *benchmark*

Benchmark PCGEO3		
A	IRR do retorno do capital após impostos	11,75%
B	Taxa de inflação (IMF)	4,6%
C = A + B	Benchmark - Termos Nominais	16,35%

Considerando todas estas premissas, o retorno do investimento após os impostos em termos reais para esta atividade do projeto é de 11,75%, mas considerando este valor em termos nominais com uma taxa de inflação de +4,6%, o retorno do investimento alcança o valor de 16,35%.

Resultado da Etapa 2b: O *benchmark* para este projeto é de **16,35%**.

Subetapa 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Esta análise se baseia em informações confidenciais e seus detalhes somente foram disponibilizados à Entidade Operacional Designada. As seguintes suposições foram feitas com a finalidade de calcular os indicadores financeiros:

⁴ Dados médios do IMF calculados para o período de 2012-2017. Informações de: <http://www.imf.org/external/datamapper/index.php>



Tabela 4 - Valores financeiros e impostos para o PCGE03

Itens	Dos Índios 2	Dos Índios 3	Evidências ⁵
Tarifa de eletricidade [R\$/MWh]	100,01	103,99	Dos Índios 2 - LEILÃO 03/2011 (http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=5af10a6c2930f210VgnVCM1000005e01010aRCRD) e Dos Índios 3 - 13o Leilão de Energia Nova (http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=b02951aa0e383310VgnVCM1000005e01010aRCRD)
Extensão do PPA [anos]	20	20	O mesmo que acima
Capacidade instalada [MW]	28	22	Certificado de DEWI da geração de energia
Geração líquida de eletricidade [MWh]	96.648	74.175	O mesmo que acima
Vida útil operacional [anos]	20	20	Informações Técnicas da ENERCON
Fator de Carga	39,4	38,5	Certificado de DEWI da geração de energia
Impostos (PIS/Cofins)	3,65%	3,65%	http://www.receita.fazenda.gov.br/principal/Ingles/SistemaTributarioBR/Taxes.htm
Impostos (Renda / CSSL - Contribuição Social sobre o Lucro Líquido)	3,08%	3,08%	O mesmo que acima
TJLP ⁶	6%	6%	http://www.receita.fazenda.gov.br/pessoajuridica/refis/tjlp.htm (valor acumulado Agosto 2010 – Julho 2011)
Spread financeiro	2,20%	2,20%	<i>Spread</i> considerando os contratos do BNDS para projetos anteriores
IPCA (taxa de inflação brasileira)	Média 4,6%	Média 4,6%	Dados médios do FMI calculados para todo o período de crédito. Informações obtidas de: http://www.imf.org/external/datamapper/index.php
Inflação da zona do Euro	Média 1,5%	Média 1,5%	O mesmo que acima
Ações	40%	40%	<i>Spread</i> considerando os contratos do BNDS para projetos anteriores
Parcela da dívida	60%	60%	O mesmo que acima
Investimento estático total [R\$]	104.800,00	82.000,00	Oferta de contrato <i>turnkey</i> da Elecnor Brasil
TUST [R\$/MW] ⁷	23.232,00	23.232,00	http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh2008690.pdf (página 22)
O&M [R\$/MWh]	16,63	16,63	Baseado na publicação acadêmica: “Futuras opções de tecnologia de energia elétrica do Brasil: Um conflito possível entre poluição local e mudança do clima global” Autores:

⁵ Evidências apresentadas ao DOE na visita de validação⁶ TJLP (Taxa de juros de longo prazo)⁷ TUST (imposto devido pelo uso do sistema de transmissão).



			<ul style="list-style-type: none">• Roberto Schaeffer;• Alexandre Salem Szklo
CDI%	11,59%	11,59%	http://www.portalbrasil.net/indices_cdi.htm

As condições de financiamento do BNDES para projetos de energia alternativa, os quais incluem, projetos eólicos, são: *TJLP + remuneração BNDES (0,9%) + Risco do Crédito (até 3,57%)*, conforme demonstrado

em http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINE M/energias_alternativas.html. As PPs consideraram um risco de crédito de 2,2% (muito abaixo de 0,9 + 3,57%). O valor apresentado é conservador.

Com base nestes valores, foi realizada a seguinte análise financeira:



Tabela 5 – Fluxo de caixa do PCGEO3

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Demonstração de Resultados	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Receita total	-	5.297.729	11.072.254	20.803.814	21.739.985	22.718.285	23.740.607	24.808.935	25.925.337	27.091.977	28.311.116
PIS/COFINS (lucro Real)	32.014	-161.213	-336.936	-635.219	-663.803	-693.675	-724.890	-757.510	-791.598	-827.220	-864.445
Receita líquida	32.014	5.136.516	10.735.318	20.168.595	21.076.182	22.024.610	23.015.718	24.051.425	25.133.739	26.264.757	27.446.671
Capacidade Instalada MW	14,0	14,0	28,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Energia MWh	50.134	48.324	96.648	170.822	170.822	170.822	170.822	170.822	170.822	170.822	170.822
TUST	-342.161	-356.532	-745.151	-1.390.505	-1.453.078	-1.518.467	-1.586.798	-1.658.203	-1.732.823	-1.810.800	-1.892.286
O&M	-877.082	-880.924	-1.841.132	-3.400.566	-3.553.592	-3.713.503	-3.880.611	-4.055.238	-4.237.724	-4.428.422	-4.627.701
Custos operacionais	-1.219.243	-1.237.456	-2.586.283	-4.791.071	-5.006.670	-5.231.970	-5.467.408	-5.713.442	-5.970.547	-6.239.221	-6.519.986
EBITDA	-1.187.230	3.899.060	8.149.035	15.377.524	16.069.512	16.792.640	17.548.309	18.337.983	19.163.192	20.025.536	20.926.685
Depreciação	-	-2.694.203	-5.388.406	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011
EBIT	-1.187.230	1.204.857	2.760.629	5.772.513	6.464.502	7.187.630	7.943.299	8.732.972	9.558.182	10.420.525	11.321.674
Despesas Financeiras	-	-1.538.837	-4.156.877	-6.909.588	-6.396.182	-5.882.777	-5.369.371	-4.855.965	-4.342.559	-3.829.153	-3.315.747
Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	531.039	903.259
Participações de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-3.240.697	-4.053.680
EBITDA	-1.187.230	3.899.060	8.149.035	15.377.524	16.069.512	16.792.640	17.548.309	18.337.983	19.163.192	20.025.536	20.926.685
Diferimento de cobrança de receita	-	-441.477	-481.210	-810.963	-78.014	-81.525	-85.194	-89.027	-93.034	-97.220	-101.595
Diferimento do pagamento do PIS/COFINS	-2.668	16.102	14.644	24.857	2.382	2.489	2.601	2.718	2.841	2.968	3.102
Diferimento do pagamento de despesas	101.604	1.518	112.402	183.732	17.967	18.775	19.620	20.503	21.425	22.390	23.397
Fluxo de Caixa Operacional	-1.088.294	3.475.202	7.794.871	14.775.150	16.011.847	16.732.380	17.485.337	18.272.177	19.094.425	19.953.674	20.851.589
Cobrança de Juros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	531.039	903.259
Investimentos	-28.020.000	-158.780.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impostos sob EBT	-	-163.170	-341.025	-640.757	-669.592	-699.723	-731.211	-764.115	-798.500	-834.433	-871.982
Fluxo de caixa de atividades financeiras	-29.108.294	-155.467.968	7.453.845	14.134.392	15.342.255	16.032.657	16.754.126	17.508.062	18.295.925	19.650.280	20.882.866
Caixa Inicial	-	-17.900.294	-23.456.236	-29.686.433	-28.722.678	-26.037.653	-22.148.821	-17.025.114	-10.634.065	-2.941.747	-
Despesas de Capital	11.208.000	63.512.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas de Débito	16.812.000	95.268.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caixa antes do Serviço da Dívida	-1.088.294	-14.588.261	-16.002.391	-15.552.041	-13.380.422	-10.004.997	-5.394.695	482.948	7.661.860	16.708.533	20.882.866
Serviço da Dívida	-16.812.000	-5.446.964	-13.684.043	-13.170.637	-12.657.231	-12.143.825	-11.630.419	-11.117.013	-10.603.607	-10.090.201	-9.576.795
Distribuição na poupança	-	-3.421.011	-	-	-	-	-	-	-	128.351	128.351
Caixa disponível depois do Serviço da Dívida (incluindo caixa acumulado)	-17.900.294	-23.456.236	-29.686.433	-28.722.678	-26.037.653	-22.148.821	-17.025.114	-10.634.065	-2.941.747	6.746.684	11.434.422
Distribuição dos Acionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-6.746.684	-10.540.452
Distribuição dos Acionistas Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.746.684	10.540.452
Despesas de Capital	-11.208.000	-63.512.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salvage value	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa Equity	-11.208.000	-63.512.000	-	-	-	-	-	-	-	6.746.684	10.540.452
FCFE	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
FCFE	-11.208.000	-63.512.000	-	-	-	-	-	-	-	6.746.684	10.540.452

Continuando...



11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
29.585.116	30.916.446	32.307.687	33.761.532	35.280.801	36.868.438	38.527.517	40.261.255	42.073.012	43.966.297	33.168.173	21.309.185
-903.345	-943.995	-986.475	-1.030.866	-1.077.255	-1.125.732	-1.176.390	-1.229.327	-1.284.647	-1.377.185	-1.014.066	-653.402
28.681.772	29.972.451	31.321.212	32.730.666	34.203.546	35.742.706	37.351.127	39.031.928	40.788.365	42.589.113	32.154.107	20.655.783
50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	42,0	36,0	22,0
170.822	170.822	170.822	170.822	170.822	170.822	170.822	170.822	170.822	148.206	122.498	74.174
-1.977.438	-2.066.423	-2.159.412	-2.256.586	-2.358.132	-2.464.248	-2.575.139	-2.691.020	-2.812.116	-2.468.476	-2.211.049	-1.412.000
-4.835.947	-5.053.565	-5.280.975	-5.518.619	-5.766.957	-6.026.470	-6.297.661	-6.581.056	-6.877.203	-6.235.209	-5.385.541	-3.407.748
-6.813.386	-7.119.988	-7.440.387	-7.775.205	-8.125.089	-8.490.718	-8.872.800	-9.272.076	-9.689.320	-8.703.685	-7.596.590	-4.819.749
21.868.386	22.852.463	23.880.824	24.955.461	26.078.457	27.251.988	28.478.327	29.759.852	31.099.045	33.885.428	24.557.517	15.836.034
-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-9.605.011	-6.910.808	-4.216.605
12.263.375	13.247.453	14.275.814	15.350.451	16.473.446	17.646.977	18.873.316	20.154.841	21.494.034	24.280.417	17.646.709	11.619.429
-2.802.341	-2.288.935	-1.775.529	-1.262.123	-748.717	-235.311	-	-	-	-	-	-
1.059.777	1.535.376	2.023.121	2.523.385	3.036.560	3.590.793	1.541.207	1.606.262	1.674.244	1.812.884	1.388.278	941.291
-4.556.109	-4.584.938	-4.619.563	-4.660.148	-4.706.863	-4.759.887	-3.163.015	-2.592.846	-2.022.953	-1.453.348	-890.980	-429.691
21.868.386	22.852.463	23.880.824	24.955.461	26.078.457	27.251.988	28.478.327	29.759.852	31.099.045	33.885.428	24.557.517	15.836.034
-106.167	-110.944	-115.937	-121.154	-126.606	-132.303	-138.257	-144.478	-150.980	-157.774	899.844	988.249
3.242	3.388	3.540	3.699	3.866	4.040	4.221	4.411	4.610	7.711	-30.260	-30.055
24.450	25.550	26.700	27.901	29.157	30.469	31.840	33.273	34.770	-82.136	-92.258	-231.403
21.789.911	22.770.457	23.795.127	24.865.908	25.984.874	27.154.193	28.376.132	29.653.058	30.987.446	33.653.229	25.334.843	16.562.824
1.059.777	1.535.376	2.023.121	2.523.385	3.036.560	3.590.793	1.541.207	1.606.262	1.674.244	1.812.884	1.388.278	941.291
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-911.222	-952.227	-995.077	-1.039.855	-1.086.649	-1.135.548	-1.186.648	-1.240.047	-1.295.849	-1.354.162	-1.021.580	-656.323
21.938.466	23.353.606	24.823.171	26.349.438	27.934.785	29.609.439	28.730.692	30.019.273	31.365.841	34.111.951	25.701.542	16.847.792
893.970	4.768.289	8.735.680	12.798.713	16.960.067	21.352.969	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22.832.436	28.121.895	33.558.851	39.148.151	44.894.852	50.962.407	28.730.692	30.019.273	31.365.841	34.111.951	25.701.542	16.847.792
-9.063.389	-8.549.983	-8.036.577	-7.523.171	-7.009.765	-5.974.605	-	-	-	-	-	-
128.351	128.351	128.351	128.351	258.790	1.493.651	-	-	-	-	-	-
13.897.399	19.700.264	25.650.625	31.753.332	38.143.877	46.481.454	28.730.692	30.019.273	31.365.841	34.111.951	25.701.542	16.847.792
-9.129.110	-10.964.584	-12.851.912	-14.793.265	-16.790.908	-46.481.454	-28.730.692	-30.019.273	-31.365.841	-34.111.951	-25.701.542	-16.847.792
9.129.110	10.964.584	12.851.912	14.793.265	16.790.908	46.481.454	28.730.692	30.019.273	31.365.841	34.111.951	25.701.542	16.847.792
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9.129.110	10.964.584	12.851.912	14.793.265	16.790.908	46.481.454	28.730.692	30.019.273	31.365.841	34.111.951	25.701.542	16.847.792
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
9.129.110	10.964.584	12.851.912	14.793.265	16.790.908	46.481.454	28.730.692	30.019.273	31.365.841	34.111.951	25.701.542	16.847.792

IRR do Capital após impostos 9,27%

A análise do investimento demonstra que a atividade do projeto CDM possui um indicador menos favorável (IRR= 9,27%, excluindo rendimentos CER) do que o *benchmark* definido (16,35 % p.a.). Consequentemente, a atividade do projeto CDM não pode ser considerada a mais atraente econômica ou financeiramente.

Resultado da Etapa 2c: A IRR após impostos para este projeto é 9,27%.

Subetapa 2d: Análise de sensibilidade

Uma análise da sensibilidade foi conduzida alterando os seguintes parâmetros:

- Variação dos Gastos de Capital (CapEx);
- Variação das Despesas Operacionais (OpEx);
- Renda do projeto (Renda).

Estas variáveis foram sujeitas às variações negativas e positivas com a mesma magnitude porque provavelmente flutuarão ao longo do tempo, e constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou dos rendimentos totais do projeto.

A análise da sensibilidade foi realizada modificando, primeiramente, cada um destes parâmetros em +/- 10%, e avaliando o impacto sobre a IRR do investimento. Os resultados e a avaliação da probabilidade de variar cada parâmetro são apresentados a seguir:⁸

Tabela 6 - Análise da sensibilidade

	Variação	IRR do Investimento
Rendimentos	-10%	7,15%
	10%	11,25%
O&M	-10%	9,77%
	10%	8,76%
CapEx	-10%	11,41%
	10%	7,72%
Caso Base	0%	9,27%

⁸ Indicado nas “DIRETRIZES PARA AVALIAÇÃO DA ANÁLISE DO INVESTIMENTO”, versão 05, orientação 21.

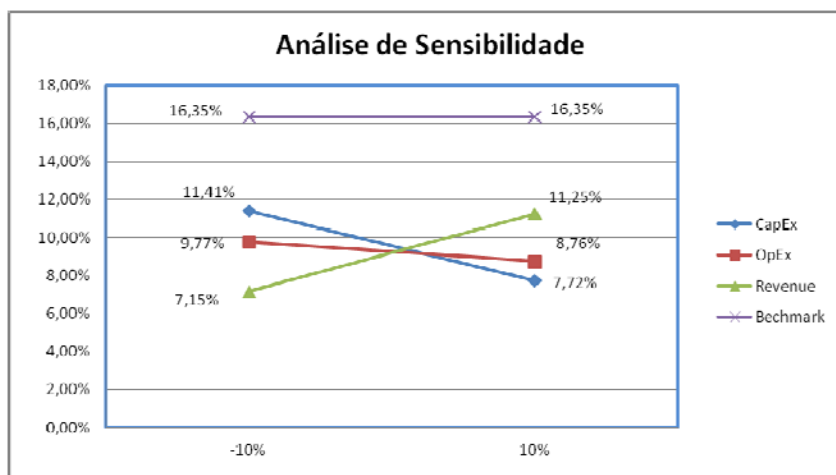


Figura 5 - Análise da sensibilidade

Conforme os dados apresentados acima, este projeto não é considerado financeiramente atraente, pois o IRR não alcança o *benchmark*, mesmo com a variação de 10% dos principais impulsores do valor.

Ponto de equilíbrio - O IRR somente alcançará o benchmark se:

- Os rendimentos forem significativamente aumentados até R\$ 28,6 milhões (valor de 2016) (Rendimento aumentado somente devido à inflação). Como o preço da energia é fixado pelo PPA, isso somente é possível se a geração de energia alcançar 235,19 GWh/ano, que é 37,7% mais do que o valor maior apresentado pelo estudo dos ventos da DEWI (P50 - 170,8 GWh/ano). Adicionalmente, a incerteza sobre a produção de energia é 11,5% conforme afirmado na pesquisa dos ventos e, assim sendo, aumentando esta variação da sensibilidade até 22,5% devido à incerteza, o projeto ainda estaria bem distante do *benchmark*. Consequentemente, não é uma suposição razoável que este volume de geração será alcançado regularmente.⁹
- O Capex foi reduzido a R\$ 113,85 milhões, uma variação de -39,05%. Como o principal gasto é a aquisição dos WECs e o seu preço não mudou significativamente desde a data de início do projeto, a redução de 39,05% dos gastos de capital orçados não é uma suposição razoável. Pelo contrário, sempre é possível e bastante comum que os Gastos de Capital aumentem devido a aumentos dos custos.
- Os custos de O&M foram reduzidos 149,66%. Este não é um pressuposto razoável, pois implicaria no recebimento de pagamentos adicionais pelo PCGEO3 ao invés de gastos de dinheiro para operar este projeto.

Estes resultados mostram que somente com circunstâncias altamente irreais e muito favoráveis seria possível alcançar o *benchmark* da IRR do capital. Na realidade, as circunstâncias são tipicamente mais desfavoráveis do que o projetado e o IRR reduziria mais e se afastaria ainda mais do *benchmark*.

Resultado da Etapa 2d: Conclui-se que o IRR é mais baixo do que o *benchmark* para uma gama realista de suposições dos parâmetros de entrada da análise de sensibilidade, e consequentemente que “é improvável que o projeto seja financeira/economicamente atraente” como definido pela Ferramenta de Adicionalidade.

⁹ Avaliação da DEWI da Produção de Energia para os parques eólicos Dos Índios 2 e Dos Índios 3.

Etapa 3. Análise de barreiras

Subetapa 3a: Identificar barreiras que impediriam a implementação da atividade dos projetos de CDM propostos:

Resultado da Etapa 3a: Os Participantes do Projeto decidiram não apresentar uma Análise de Barreiras, pois uma Análise do Investimento já foi apresentada na Etapa 2.

Etapa 4. Análise das práticas comuns

A “Ferramenta para demonstração e a avaliação da adicionalidade” indica claramente que a análise das práticas comuns deverá incluir “todas as outras atividades que são operacionais e similares à atividade do projeto proposto.”

De acordo com a ANEEL, existem atualmente 2.522 centrais elétricas operando no Brasil, e dentre essas, somente 64 são baseadas em tecnologias eólicas. As usinas mencionadas têm uma capacidade total instalada de 1.272 MW, o que representa somente 1,09% do fornecimento de eletricidade do país, de acordo com a Tabela abaixo.¹⁰

Tabela 7 - Distribuição pelas fontes de energia no Brasil (fonte: ANEEL)

Descrição	Quantidade	Energia Regulada (kW)	%
Mini Hidroelétricas	364	208.225	0,179
Vento	64	1.272.242	1,094
Pequenas Hidroelétricas	417	3.818.207	3,283
Solar	6	1087	0,001
Hidro	180	78.141.904	67,184
Térmica	1.489	30.862.041	26,534
Nuclear	2	2.007.000	1,726
TOTAL	2.522	116.310.706	100

De acordo com as “Diretrizes da prática comum”, versão 01 (EB 63 - Anexo 12), a análise das práticas comuns estabelece os seguintes itens abaixo:

1. **Área geográfica aplicável:** O Brasil é o maior país da América do Sul e o quinto maior país do mundo. Assim sendo, todo o país anfitrião (Brasil) é considerado apropriado para esta análise;
2. **Medida:** troca da tecnologia com a mudança da fonte de energia substituindo as tecnologias de combustível fóssil;
3. **Produção:** o serviço fornecido pelo projeto é eletricidade na rede (MWh);
4. **Tecnologia:** a tecnologia utilizada no projeto é a geração de energia através de conversores eólicos de energia.

A análise de práticas comuns consiste das seguintes etapas:

Etapa 1: Calcular a faixa de produção aplicável como +/-50% da produção do projeto ou capacidade da atividade do projeto proposto.

A capacidade instalada do projeto é 50 MW. Então, a faixa de produção da atividade do projeto é de **25 a 75 MW**.

¹⁰ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp> (Estas informações são atualizadas constantemente e por essa razão, uma tela de impressão foi criada nos dados de acesso, para demonstrar a situação na hora da avaliação – 24/11/2011)

Etapa 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as usinas que fornecem o mesmo rendimento ou capacidade, dentro da faixa de produção aplicável calculada na Etapa 1, como a atividade do projeto proposto e iniciou a operação comercial antes da data de início do projeto. Observe o seu número N_{all} . As atividades registradas do projeto CDM não devem ser incluídas nesta etapa.

A lista com todas as usinas elétricas encontra-se no Anexo 3, item 2. O total de usinas elétricas é 176. Então, $N_{all} = 176$.

Etapa 3: Dentre as usinas elétricas identificadas em etapa 2, identifique aquelas que aplicam tecnologias diferentes do que a tecnologia aplicada na atividade do projeto proposto. Observe o seu número N_{diff} .

A tecnologia da atividade do projeto é a geração de eletricidade através dos conversores de energia eólica, e por essa razão outros tipos de combustíveis não são considerados similares. Então, descontando estes projetos diferentes somente 26 utilizam a mesma fonte de energia (vento). Estas usinas são apresentadas no anexo 3, item 2.

Além disso, entre estas 26 centrais elétricas, todas receberam incentivos do programa PROINFA. Este programa é uma política de incentivos do governo brasileiro, criado em abril de 2002 pela lei 10.438, que tinha o objetivo de aumentar o desenvolvimento de projetos de energia renováveis no Brasil. Os tipos de projetos considerados neste programa foram projetos hídricos, de biomassa e eólicos. Este programa garantiu um contrato de compra de energia de 20 anos, com um preço inicial acima dos preços de mercado naquele momento. O programa do PROINFA não deverá ser expandido e os projetos em desenvolvimento atualmente não possuem benefícios similares. Portanto, os projetos do PROINFA não podem ser considerados semelhantes ao PCGEO3.

Além disso, as atividades do projeto CDM não foram incluídas nesta análise.

Todos projetos com a mesma tecnologia no Brasil cobertos pela faixa de produção e que geram eletricidade são projetos CDM ou receberam incentivos do PROINFA. Assim sendo, não há projeto com a mesma tecnologia que a atividade do projeto.

Então, $N_{diff} = 176$ ou $N_{all} = N_{diff}$.

Etapa 4: Calcular o fator $F = 1 - N_{diff}/N_{all}$ representando a parcela de usinas que utilizam tecnologia similar à tecnologia utilizada na atividade do projeto proposto em todas as usinas que fornecem a mesma produção ou capacidade da atividade do projeto proposto.

$$F = 1 - \left(\frac{N_{diff}}{N_{all}} \right)$$

$$F = 1 - \left(\frac{176}{176} \right)$$

Portanto, $F = 0$ e $N_{all} - N_{diff} = 0$.

De acordo com as Diretrizes sobre as práticas comuns: “a atividade do projeto proposto é uma “prática comum” dentro de um setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior do que 0,2 e a $N_{all} - N_{diff}$ for maior de 3”.

Resultado da Etapa 4:

A atividade do projeto não é uma prática comum porque o fator $F < 0,2$ e $N_{all} - N_{diff} < 3$.

Portanto, como nenhuma atividade similar foi observada, a atividade do projeto proposto é adicional.

B.6. Reduções de emissões

B.6.1. Explicação sobre as escolhas metodológicas

Para calcular a estimativa *ex-ante* das reduções de emissões durante o primeiro período de crédito, números estimados foram utilizados para parâmetros que não estão disponíveis na validação, ou que serão monitorados durante o período de crédito.

Emissões do Projeto

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

Onde:

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2e/yr);

$PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO_2/yr);

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto da operação de usina geotérmicas devido à liberação de gases não condensantes no ano y (tCO_2e/yr);

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto de reservatórios de água de usinas hidroelétricas no ano y (tCO_2e/yr);

O PCGEO3 é uma usina eólica, sem o consumo de combustível fóssil. Consequentemente, $PE_{FF,y} = 0$ (sem consumo de combustível fóssil), $PE_{GP,y} = 0$ (este projeto não é uma usina geotérmica) e $PE_{HP,y} = 0$ (este projeto não é uma usina hidroelétrica).

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base incluem somente emissões de CO_2 da geração de eletricidade em usinas elétricas de combustível fóssil que serão removidas devido à atividade do projeto. A metodologia pressupõe que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis da linha de base seria gerada pelas usinas conectadas à rede e pelo acréscimo de novas usinas elétricas conectadas à rede. As emissões da linha de base devem ser calculadas conforme segue:

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

Onde:

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO_2/yr);

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e alimentada para a rede em consequência da implementação da atividade do projeto CDM no ano y (MWh/yr);

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissões de CO_2 da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y calculado utilizando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissões para um sistema de eletricidade” (tCO_2/MWh);

O cálculo de $EG_{PJ,y}$ é diferente para (a) usinas inteiramente novas; (b) aperfeiçoamentos e substituições; e (c) aumentos de capacidade. O projeto é uma usina inteiramente nova; consequentemente a opção (a) será utilizada:

(a) Usinas de energia renovável inteiramente novas

Se a atividade do projeto envolver a instalação de uma usina/unidade de energia renovável conectada à rede em um local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto, então:

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

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e alimentada para a rede em consequência da implementação da atividade do projeto CDM no ano y (MWh/yr);
 $EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto para a rede no ano y (MWh/ano)

Vazamentos

Nenhuma emissão de vazamentos é considerada. As principais emissões que potencialmente dão origem a vazamentos no contexto de projetos do setor elétrico são emissões originadas devido a atividades tais como a construção de usinas elétricas e emissões a montante do uso de combustível fóssil (por exemplo, processamento da extração, transporte). Estas fontes de emissões são negligenciadas.

Reduções das emissões

As reduções das emissões são calculadas conforme segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (tCO₂e/yr);
 BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂/yr);
 PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/yr);

Conforme $PE_y = 0$, as reduções de emissões serão calculadas como:

$$ER_y = BE_y$$

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

O fator de emissões da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$) é calculado como uma margem combinada (CM), consistindo da combinação da margem operacional (OM) e dos fatores da margem de construção (BM). Os cálculos para esta margem combinada foram baseados em dados de uma fonte oficial, divulgados ao público.

As reduções de emissões derivadas da substituição de combustíveis fósseis utilizados para a geração de eletricidade por outras fontes são estimadas para o Sistema Interconectado Brasileiro utilizando a “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”, conforme segue.

Etapa 1. Identificar o sistema de energia elétrica pertinente

Para determinar os fatores de emissão da eletricidade, um sistema de eletricidade do projeto é definido pela extensão espacial das usinas de energia que são fisicamente conectadas através das linhas de transmissão e distribuição à atividade do projeto (por exemplo, a localização da usina de energia renovável ou os consumidores onde a eletricidade está sendo economizada) e que pode ser despachada sem restrições significativas da transmissão.

O DNA brasileiro publicou uma delineação oficial do sistema de eletricidade do projeto no Brasil, considerando um sistema interconectado nacional.¹¹

Etapla 2. Escolha a inclusão ou não de usinas de energia desligadas da rede no sistema de eletricidade do projeto (opcional)

A seleção da Opção 1 ou da Opção 2 não é necessária, porque tanto a Margem de Construção e a Margem Operacional são calculadas e disponibilizadas pelo DNA brasileiro¹².

Etapla 3. Selecionar um método para determinar a margem operacional (OM)

O cálculo do fator de emissões da margem operacional ($EF_{grid,OM,y}$) baseia-se em um dos seguintes métodos:

- a) OM simples, ou
- b) OM simples ajustado, ou
- c) Despachar OM da análise de dados OM, ou
- d) OM Médio.

O DNA brasileiro é responsável pelo cálculo do fator de emissão OM no Brasil. Utiliza o método OM da análise de dados de despacho.

Para o OM da análise de dados de despacho, é necessário utilizar o ano em que a atividade do projeto substituir a eletricidade da rede e para atualizar o fator de emissões anualmente durante o monitoramento.

Etapla 4. Calcular o fator de emissões da margem operacional de acordo com o método selecionado

O fator de emissões OM da análise de dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base em unidades de energia da rede que forem realmente despachadas na margem durante cada hora h onde o projeto estiver deslocando eletricidade. Esta abordagem não é aplicável a dados históricos e, portanto, exige o monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$.

O fator de emissões é calculado conforme segue:

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

Onde:

$EF_{rede,OM-DD,ano}$	= Fator de emissões de CO ₂ da margem operacional da análise de dados de despacho no ano y (tCO ₂ /MWh)
$EG_{PJ,h}$	= Eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh)
$EF_{EL,DD,h}$	= O fator de emissões de CO ₂ para unidades elétricas no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO ₂ /MWh)
$EG_{PJ,y}$	= Eletricidade total deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh)
h	= Horas no ano y em que a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede
ano	= Ano em que a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede

¹¹ A Resolução DNA n.8 foi publicada em 26/05/2008 em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797.html>, acessada em 25/11/2010.

¹² The CO₂ emission factors calculated according to the methodological tool "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" as stated at <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html> accessed on 25/11/2010.

O $EF_{grid,OM,DD,y}$ é exibido no website do DNA brasileiro¹³, para o ano 2010.

Para estimar as reduções de emissões para o primeiro período de crédito, o $EF_{EL,DD,2010}$ foi calculado como uma média de $EF_{grid,OM,DD,y}$.

Etapas 5. Identificar o grupo de unidades de energia a serem incluídas na margem de construção

O DNA brasileiro é responsável pelo cálculo do fator de emissões BM no Brasil.

Em termos de qualidade dos dados, os participantes de projeto podem escolher entre uma das duas seguintes opções:

Opção 1: Para o primeiro período de crédito, calcule o fator de emissões da margem de construção *ex-ante* com base nas informações mais recentes disponíveis em unidades já construídas para o grupo de amostragem *m* no momento da apresentação do CDM-PDD ao DOE para validação. Para o segundo período de crédito, o fator de emissão da margem de construção deverá ser atualizado com base em informações mais recentes disponíveis em unidades já construídas no momento em que a solicitação de renovação do período de crédito foi apresentada ao DOE. Para o terceiro período de crédito, o fator de emissões da margem de construção calculado para o segundo período de crédito deve ser utilizado. Esta opção não exige o monitoramento do fator de emissões durante o período de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de crédito, o fator de emissões da margem de construção deve ser atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo aquelas unidades construídas até o ano do registro da atividade do projeto ou, se as informações até o ano do registro ainda não estiverem disponíveis, incluindo aquelas unidades construídas até o último ano para o qual as informações estavam disponíveis. Para o segundo período de crédito, o fator da margem de construção deve ser calculado *ex-ante*, conforme descrito na opção 1 acima. Para o terceiro período de crédito, o fator de emissões da margem de construção calculado para o segundo período de crédito deve ser utilizado.

A *Opção 1* foi escolhida para o projeto proposto.

Etapas 6. Calcular o fator de emissões da margem combinada

O fator de emissões da margem de construção é o fator de emissões médias ponderado da geração (tCO_2/MWh) de todas as unidades de energia *m* durante o ano mais recente *y* para o qual estão disponíveis dados da geração de energia, calculado conforme segue:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Estas informações também estão disponíveis no website da DNA brasileira.

Etapas 7. Calcular o fator de emissões da margem combinada

A margem combinada é calculada conforme segue:

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

Os pesos padrão para as atividades do projeto de geração de energia Eólica e Solar são os seguintes: $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$, fixados para o primeiro período de crédito e para períodos de créditos subsequentes.

¹³ [Source: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html](http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html).

O fator de emissões de CO₂ da margem operacional será monitorada *ex-post*; a margem de construção será *ex-ante*. Consequentemente, o fator de emissão de CO₂ da margem combinada será *ex-post*.

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

Dados / Parâmetros	EF _{BM,y}
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissões da margem de construção para a rede interconectada brasileira no ano y
Fonte dos dados	DNA brasileiro
Valor(es) aplicados	0,1404
Escolha dos dados ou Métodos e procedimentos de medição	Aplicar procedimentos na "Ferramenta para calcular o fator de emissões de um sistema de eletricidade"
Finalidade dos dados	Emissões da Linha de Base
Comentários adicionais	<i>Ex-ante</i> , conforme explicado na seção B.6.1.

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

>>

O fator de emissões da linha de base (EF_{grid,CM,y}) é calculado como uma margem combinada (CM), consistindo da combinação da margem operacional (OM) e dos fatores da margem de construção (BM). EF_{grid,OM,y} e EF_{grid,BM,y}, respectivamente.

Para calcular as estimativas *ex-ante* das reduções de emissões para o primeiro período de crédito, foram utilizados dados públicos do governo.

Tabela 8 - Margem Operacional

Margem de Construção [tCO ₂ /MWh]	
2010 (EF _{rede,OM,ano})	
Janeiro	0,2111
Fevereiro	0,2798
Março	0,2428
Abril	0,2379
Maio	0,3405
Junho	0,4809
Julho	0,4347
Agosto	0,6848
Setembro	0,7306
Outubro	0,732
Novembro	0,7341
Dezembro	0,6348
OM Médio	0,4787

Tabela 9 - Margem da Construção

Margem de Construção [tCO ₂ /MWh]	
2010 (EF _{rede,BM,ano})	0,1404

O Fator de Emissões da Margem Combinada é calculado conforme segue:

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

Tabela 10 - Fator de Emissão

Fator de Emissão		
W _{BM}	0,25	
W _{OM}	0,75	
EF _{rede,CM,ano}	0,3941	tCO₂/MWh

As reduções de emissões são calculadas conforme segue:

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

$$ER_y = 0,3941 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \times 170.823 \text{ MWh}^{14}$$

$$ER_y = 67.321 \text{ tCO}_2$$

¹⁴ Estudo da DEWI dos ventos dos parques eólicos “Dos Índios 2” e “Dos Índios 3”. O valor mencionado é a soma de ambos os parques eólicos.

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

Ano	Emissões da linha de base (t CO ₂ e)	Emissões do projeto (t CO ₂ e)	Vazamento (t CO ₂ e)	Reduções de emissões (t CO ₂ e)
2014	21.567	0	0	21.567
2015	38.088	0	0	38.088
2016	67.321	0	0	67.321
2017	67.321	0	0	67.321
2018	67.321	0	0	67.321
2019	67.321	0	0	67.321
2020	67.321	0	0	67.321
2021	29.200	0	0	29.200
Total	425.460	0	0	425.460
Número total de anos de crédito	7 anos			
Média anual ao longo do período de crédito	60.780	0	0	60.780

* De 01/07/2014 a 30/06/2021

B.7. Plano de monitoramento

B.7.1. Dados e parâmetros a serem confirmados

Dados / Parâmetros	EF _{rede,CM,ano}
Unidade	tCO ₂ / MWh
Descrição	Fator de emissões de CO ₂ da margem combinada da eletricidade da rede brasileira durante o ano y
Fonte dos dados	DNA brasileiro
Valor(es) aplicados	0,3941
Métodos e procedimentos de medição	O fator de emissões é calculado <i>ex-post</i> , como a média ponderada da OM (Margem Operacional) da análise de dados de despacho e da BM (Margem de Construção), conforme descrito em B.6.3.
Frequência do monitoramento	Este parâmetro é atualizado anualmente com as últimas informações disponíveis no website da DNA brasileira.
Procedimentos de QA/QC	Aplicar procedimentos na "Ferramenta para calcular o fator de emissões de um sistema de eletricidade"
Finalidade dos dados	Emissões da linha de base
Comentários adicionais	Todos os dados e parâmetros para determinar o fator de emissões da eletricidade da rede, conforme exigido pela "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade", foram incluídos no plano de monitoramento.

Dados / Parâmetros	EF_{OM,y}
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissões da margem operacional para a rede interconectada brasileira
Fonte dos dados	DNA brasileiro
Valor(es) aplicados	0,4787
Métodos e procedimentos de medição	Aplicar procedimentos na "Ferramenta para calcular o fator de emissões de um sistema de eletricidade"
Frequência do monitoramento	Este parâmetro é atualizado anualmente com as últimas informações disponíveis no website da DNA brasileira.
Procedimentos de QA/QC	Aplicar procedimentos na "Ferramenta para calcular o fator de emissões de um sistema de eletricidade"
Finalidade dos dados	Emissões da linha de base
Comentários adicionais	Todos os dados e parâmetros para determinar o fator de emissões da eletricidade da rede, conforme exigido pela "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade", foram incluídos no plano de monitoramento. Este parâmetro será calculado <i>ex-post</i> .

Dados / Parâmetros	EG_{PJ,y}
Unidade	MWh/ano
Descrição	Eletricidade despachada pela atividade do projeto para a rede no ano y
Fonte dos dados	Medidas no local
Valor(es) aplicados	170.823
Métodos e procedimentos de medição	Diretamente medidos durante o período de crédito na subestação elétrica "Osório 2". Estes dados serão arquivados eletronicamente, de acordo com os procedimentos internos, até 2 anos após o final do período de crédito ou da última emissão de CERs para esta atividade do projeto, o que ocorrer mais tarde. As informações medidas pelos medidores da CEEE são utilizadas para gerar as faturas utilizando o software interno do medidor de energia do fabricante. O parque eólico possui um medidor de energia e um medidor <i>backup</i> dentro da subestação "Lagoa dos Barros". Os regulamentos de calibragem dos medidores e a classe de precisão de 0,2% estão de acordo com a ANEEL/ONS.
Frequência do monitoramento	Medida continuamente na conexão do projeto à subestação da rede – CEEE (<i>Companhia Estadual de Energia Elétrica</i>) - e agregada mensalmente.
Procedimentos de QA/QC	Conferir os resultados da medição com os registros da eletricidade vendida utilizando os procedimentos do módulo 12 ONS. ¹⁵
Finalidade dos dados	Emissões da linha de base
Comentários adicionais	O valor 170.823,00 é a soma de ambos os parques eólicos, de acordo com o estudo dos ventos da DEWI para os parques eólicos.

B.7.2. Plano de amostragem

Não aplicável

¹⁵ http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx (as equações utilizadas pelo participante do projeto para verificar e comparar as informações das faturas)

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

1. Estrutura Administrativa e Responsabilidade

A responsabilidade total pelo monitoramento e relatórios é do proprietário do projeto. Uma equipe de funcionários dedicados ao projeto garantirá que os procedimentos de monitoramento serão seguidos corretamente (registro e arquivamento dos dados, garantia de qualidade e controle da qualidade dos dados, calibragem do equipamento, manutenções programadas e não programadas e adoção de ações corretivas, se necessário).

1.1. Estrutura Administrativa

O gerente do projeto proposto terá responsabilidade total pelo processo de monitoramento, incluindo o acompanhamento das operações diárias informadas pelo supervisor do parque eólico, definição dos funcionários envolvidos com o trabalho de monitoramento, revisão dos resultados/dados monitorados, e garantia da qualidade das medições e pelo processo de treinamento de novos funcionários.

1.2. Responsabilidade dos funcionários diretamente envolvidos:

Os funcionários envolvidos no monitoramento serão responsáveis pela execução das seguintes tarefas:

- Supervisão e verificação da medição e registro dos dados, incluindo a energia entregue à rede;
- Coleta de dados adicionais, vendas/faturas;
- Calibragem dos instrumentos de medição, de acordo com os regulamentos da ANEEL/ONS e com as especificações do fabricante;
- Monitoramento do arquivamento de dados;
- Fornecimento dos dados de monitoramento ao DOE para verificação das reduções de emissões.

1.3. Suporte e Participação de Terceiros:

Consultores / especialistas de CDM (internos e/ou externos) fornecerão o seguinte suporte à equipe de funcionários do projeto:

- Preparação dos cálculos de redução de emissões em arquivos eletrônicos;
- Acompanhamento do plano de monitoramento e consultoria contínua;
- Compilação dos dados monitorados e preparação do relatório de monitoramento;
- Revisão dos relatórios de monitoramento;
- Coordenação com DOEs na preparação de verificações periódicas.

2. Registro e Arquivamento de Dados

As medições da energia gerada e fornecida à rede será monitorada eletronicamente e armazenada através do uso de um Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA). Este sistema é utilizado para a aquisição de dados, monitoramento remoto, controle de laço aberto e laço fechado das turbinas eólicas individuais e para o parque eólico. Permite que a equipe de funcionários do projeto monitore as condições operacionais em tempo real e analisem os dados operacionais salvos. Os dados monitorados por este sistema serão mantidos legíveis, datados e prontamente identificáveis e serão tornados acessíveis para fins de auditoria em arquivos eletrônicos ou documentos físicos.

Outros documentos físicos, tais como faturas, mapas em papel, diagramas e outros requisitos de monitoramento pertinentes serão coletados e armazenados em um local central. Para facilitar a consulta pelo auditor da literatura pertinente relativa ao projeto, os documentos e resultados do monitoramento serão indexados. Todas as informações eletrônicas e em papel serão armazenadas pelo proprietário do projeto e guardadas por, no mínimo, dois anos após o final do período de crédito.

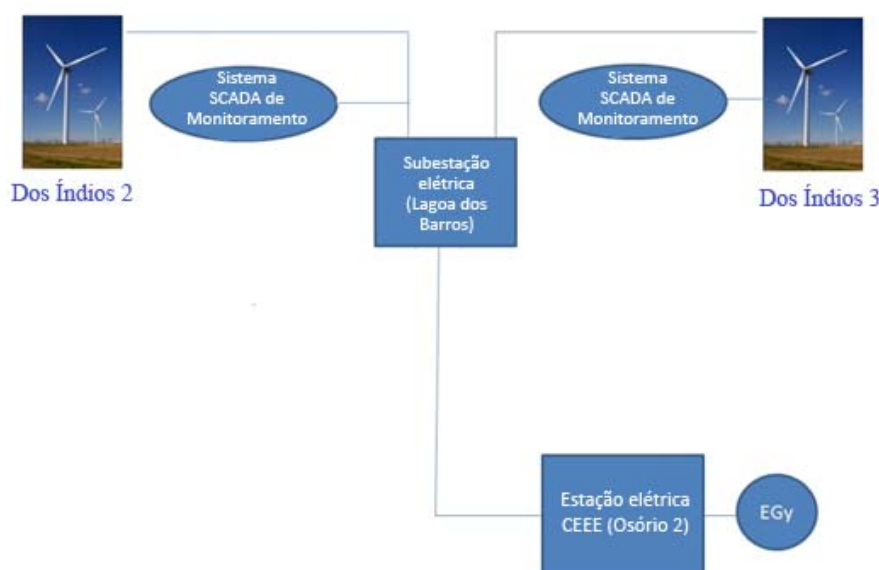


Figura 6 - Fluxograma dos dados de medição

3. Garantia e Controle da Qualidade

O proprietário do projeto manterá um medidor suplementar instalado o qual poderá ser acessado no caso de mau funcionamento do medidor principal, de acordo com os procedimentos ONS. A necessidade deste medidor adicional será avaliada adequadamente pelo proprietário do projeto durante o período de crédito.

O equipamento de medição para faturamento será instalado na “subestação Osório 2”, que pertence à CEEE (*Companhia Estadual de Energia Elétrica*) e se conecta diretamente à rede nacional. Além disso, o parque eólico terá um medidor lacrado que será instalado na “subestação Lagoa dos Barros”, conectado à Osório 2, e manterá os registros da eletricidade gerada pelo parque eólico.

Os dados gerados serão analisados diariamente pelos funcionários operacionais e revisados pelo gerente do projeto mensalmente. Para garantir a exatidão dos dados medidos e utilizados para calcular as reduções das emissões, o desenvolvedor do projeto cruzará estas informações com o valor da energia indicado nos recibos de vendas de energia (faturas). Este cálculo é realizado utilizando os procedimentos ONS incluídos no Módulo 12 do ONS (http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx), estes procedimentos apresentam as equações utilizadas pelo participante para verificar a quantidade de energia das faturas.

Consideradas todas as coisas, a geração de energia do projeto será monitorada através do uso de equipamentos de medição posicionados no local do projeto; o parque eólico terá um medidor principal na subestação Osório 2 para monitorar a eletricidade líquida fornecida à rede de acordo com os procedimentos ONS. O medidor será calibrado de acordo com os regulamentos locais e com as especificações do fabricante.

4. Manutenção Periódica e Calibragem dos Equipamentos

As inspeções da manutenção preventiva periódica serão conduzidas pelos funcionários de operação. Atividades de manutenção não programadas também podem ser executadas como uma maneira de solucionar qualquer falha, defeito, quebra, deficiência ou falha das turbinas eólicas e outros sistemas relacionados. Se necessário, ações preventivas complementares serão realizadas pelo proprietário do projeto, como uma maneira de garantir o fornecimento de energia. Além disso, ações corretivas também serão definidas e adotadas se um problema for identificado durante atividades de manutenção.

programada e não programada. Os registros das inspeções periódicas da manutenção deverão ser guardados pelos proprietários do projeto.

Se a leitura de algum mês anterior do medidor principal for inexata em mais do que o erro permissível especificado na planilha de dados do medidor para a classe de precisão instalada, ou de outra forma, funcionou incorretamente, a eletricidade gerada pelo projeto proposto será determinada por:

- Primeiramente, verificando os dados do medidor alternativo, a menos que um teste por uma das partes revele que o mesmo é impreciso;
- Se o medidor alternativo não estiver dentro dos limites aceitáveis de exatidão, ou de outra forma estiver funcionando incorretamente, o proprietário do projeto proposto e a companhia de energia elétrica, CEEE, deverão preparar uma estimativa da leitura correta.

5. Verificação e Resultados do Monitoramento

A verificação dos resultados do monitoramento do projeto é um processo obrigatório para todos os projetos CDM. O principal objetivo da verificação é verificar independentemente se o projeto alcançou as reduções de emissões conforme reportado e projetado no PDD.

As responsabilidades pela verificação dos projetos são as seguintes:

- Assinar um contrato de serviços de verificação com o DOE específico e concordar sobre uma estrutura de tempo específica para realizar as atividades de verificação. O proprietário do projeto proposto providenciará a verificação e preparará para a auditoria e processo de verificação com o melhor das suas habilidades.
- O proprietário do projeto proposto facilitará a verificação pelo fornecimento ao DOE de todas as informações necessárias antes, durante e, no caso de indagações, após a verificação.
- O proprietário do projeto proposto cooperará inteiramente com o DOE e instruirá a sua equipe de funcionários e administração para estar disponível para entrevistas e responder honestamente a todas as perguntas do DOE.

SECTION C. Duração e período de crédito

C.1. Duração da atividade do projeto

C.1.1. Período de crédito da atividade do projeto

18/08/2011, data do primeiro leilão de energia.¹⁶

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

20 anos com 0 meses.

C.2. Período de crédito da atividade do projeto

C.2.1. Tipo de período de crédito

Período de crédito renovável (primeiro período).

C.2.2. Data de início do período de crédito

7/1/2014

¹⁶ Leilão 03/2011

(<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=5af10a6c2930f210VgnVCM1000005e01010aRCRD>)

C.2.3. Extensão do período de crédito

7 anos com 0 meses.

SECTION D. Impactos ambientais

D.1. Análise dos impactos ambientais

Os possíveis impactos ambientais associados à construção e operação do PCGEO3 foram identificados e descritos em um relatório intitulado Relatório Simplificado de Avaliação Ambiental (RAS). O RAS é o estudo ambiental exigido para licenciar projetos de energia eólica no estado do Rio Grande do Sul.

Esta avaliação foi entregue em setembro de 2007 à Fundação Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM). A FEPAM analisou e aprovou o RAS e emitiu a Licença Ambiental de Instalação (LI 469/2010-DL) em 04/05/2010. A Licença vencerá em 03/05/2014.

Um sumário da análise do RAS dos impactos ambientais é apresentado abaixo:

Impactos ambientais e medidas de mitigação durante a fase de operação:

Os impactos identificados no RAS para a implementação do projeto concentram-se na fase da construção. A abertura de rodovias perturba o meio ambiente e a fauna terrestre. Consequentemente duas etapas são assumidas, a captura e posterior realocação da fauna identificada nas áreas afetadas em locais seguros, tais como o “tuco-tuco” (*Ctenomys flamarioni*), e a recuperação das áreas degradadas pelo movimento de mineração, tais como terraplanagens de rodovias.

Impactos ambientais e medidas de mitigação durante a fase de operação:

Na fase de operação, o impacto não é significativo e tem alguma relevância sobre pássaros e morcegos. Como medida mitigante para tais impactos, é adotada, principalmente, uma densidade mais baixa das turbinas eólicas e o uso de bandeiras apropriadas nas linhas de transmissão.

A Licença Ambiental de Instalação (LI 469/2010-DL) permite a instalação do PWPPP de acordo com muitas condições e restrições, tais como:

- Nenhum gerador eólico, prédio, ou qualquer outra instalação deverão ser instalados em áreas de preservação permanente (APPs), de acordo com a legislação ambiental federal (resolução CONAMA nº 302 303/200, Lei Federal 4771/65) e legislação ambiental estadual (Lei Estadual 11520/2000).
- Todos os WECs devem estar, no mínimo, a 400 metros de áreas residenciais e áreas públicas, considerando os limites máximos de ruído permitidos pelas normas NBR 10151/2000 e NBR 10152/2000.
- Todos os WECs devem estar, no mínimo, a 600 metros de locais importantes para pássaros.
- Um raio de 100 m de cada WEC deve ser deixado livre para monitorar a fauna.
- Somente uma rede subterrânea será permitida para a conexão dos WECs ou entre os WECs e a subestação.
- Os caminhos novos do projeto devem utilizar materiais permeáveis à água.
- Os restos da construção não podem ser descartados próximo a recursos hídricos.

- O descarte de dejetos líquidos em recursos hídricos superficiais e/ou subterrâneos não é permitido sem uma licença específica da FEPAM.
- Duas vezes por mês devem ser apresentados relatórios detalhando a implementação da construção.

Para renovar a Licença Ambiental e/ou obter a Licença de Operação, a LI 469/2010-DL exige a apresentação de diversos documentos e estudos, tais como: relatório de monitoramento da fauna, plano ambiental, relatório demonstrando que as atividades de monitoramento ambiental foram concluídas conforme exigido.

Deve-se observar que os estudos ambientais anteriores realizados para os parques eólicos próximos ao PCGEO3 (isto é, OWPPP, um parque eólico de 150MW registrado como um projeto CDM) demonstraram baixos impactos ambientais.

A tecnologia da ENERCON escolhida para o PCGEO3 minimiza o uso de lubrificante (sem caixa de engrenagens) e o impacto do ruído (sem caixa de engrenagens, geometria da pá). Assim sendo, a tecnologia da ENERCON reduz o impacto ambiental.

Não haverá qualquer impacto transnacional resultante da construção e da operação do PCGEO3. Todos os impactos relevantes ocorrem dentro das fronteiras brasileiras e foram mitigados para cumprir com as exigências ambientais para a implementação do projeto. Consequentemente, este projeto, de forma alguma, afetará qualquer um dos países vizinhos do Brasil, exceto pela redução da poluição global ao evitar os GHG criados pela implementação da atividade do projeto.

O PCGEO3 está em conformidade com todas as condições e restrições estabelecidas pela FEPAM.

D.2. Avaliação do impacto ambiental

A avaliação do impacto ambiental não foi exigida para a atividade do projeto.

SECTION E. Consulta às partes interessadas locais

E.1. Solicitação de comentários de partes interessadas locais

De acordo com as Resoluções Números 1, 4 e 7 da Autoridade Nacional Designada (CIMGC - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima), os participantes de projeto deverão enviar cartas às partes interessadas locais 15 dias antes do início do período de validação, para receber comentários. Isso inclui:^{17 18 19}

- Nome e tipo do projeto da atividade;
- PDD (traduzido ao português), disponível através de um website;
- Descrição da contribuição do projeto ao desenvolvimento sustentável, também disponível através de um website.

Cartas foram enviadas em 26/12/2011 às seguintes partes interessadas envolvidas e afetadas pela atividade do projeto:

- *Prefeitura municipal de Osório;*
- *Câmara dos vereadores de Osório;*

¹⁷ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0002/2736.pdf (Art. 3º, II)

¹⁸ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0011/11780.pdf (Artº 5º, parágrafo único)

¹⁹ , http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23744.pdf, acessado em 21/07/2008.

- *Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Osório;*
- *Secretaria do Meio Ambiente do Estado do Rio Grande do Sul.*
- *Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler – RS*
- *Fórum Brasileiro das Organizações Não Governamentais e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento - FBOMS;*
- *Ministério Público do Estado do Rio Grande do Sul;*
- *Ministério Público Federal.*
- Associações locais;
 - Lions Clube de Osório;
 - Ordem dos Advogados do Brasil (OAB) Osório;
 - ONG Catavento;

E.2. Sumário dos comentários recebidos

Durante o processo com partes interessadas locais, uma carta foi recebida da OAB Osório. Esta carta reconhece o trabalho realizado pelas PP e enfatiza os benefícios socioeconômicos e ambientais que o projeto trará à região. A carta foi assinada por seu presidente, Enri Endress Martins.

E.3. Relatório considerando os comentários recebidos

As PP consideraram deram boas vindas a cada comentário e estavam abertas a qualquer crítica ou sugestão para melhorar a qualidade do projeto e seu relacionamento com a comunidade local e a região. Depois que as informações recebidas foram analisadas, as PP concluíram que nenhuma ação adicional era necessária e decidiram prosseguir com o projeto conforme planejado inicialmente.

SECTION F. Aprovação e autorização

A atividade do projeto ainda não recebeu a carta de aprovação.

**Appendix 1: Contatos dos participantes do projeto***Participante do Projeto 1:*

Nome da Organização	ENERFIN DO BRASIL SOCIEDADE DE ENERGIA LTDA.
Rua/Caixa Postal	AV. CARLOS GOMES, Nº 111, SALA 501
Edifício	-----
Cidade	PORTO ALEGRE
Estado / Região	RIO GRANDE DO SUL
Código Postal	CEP: 90.480-003
País	BRASIL
Telefone	00 (55) 51 21 185800
Fax	00 (55) 51 21 185818
E-mail	enerfin@enerfin.com.br
Website	www.enerfin.es
Contato	D. GUILLERMO PLANAS ROCA
Título	DIRETOR PRESIDENTE
Tratamento	SR.
Sobrenome	PLANAS ROCA
Nome do meio	-----
Prenome	GUILLERMO
Departamento	-----
Celular	-----
Fax direto	00 34 914 170 981
Telefone direto	00 34 914 170 980
E-mail pessoal	gplanas.enerfin@elecnor.com

*Participante do Projeto 2:*

Nome da Organização	VENTOS DOS ÍNDIOS ENERGIA S.A.
Rua/Caixa Postal	AV. CARLOS GOMES, Nº 111, SALA 501
Edifício	-----
Cidade	PORTO ALEGRE
Estado / Região	RIO GRANDE DO SUL
Código Postal	CEP: 90.480-003
País	BRASIL
Telefone	00 (55) 51 21 185800
Fax	00 (55) 51 21 185818
E-mail	enerfin@enerfin.com.br
Website	www.enerfin.es
Contato	D. GUILLERMO PLANAS ROCA
Título	DIRETOR PRESIDENTE
Tratamento	SR.
Sobrenome	PLANAS ROCA
Nome do meio	-----
Prenome	GUILLERMO
Departamento	-----
Celular	-----
Fax direto	00 34 914 170 981
Telefone direto	00 34 914 170 980
E-mail pessoal	gplanas.enerfin@elecnor.com

Appendix 2: Declaração relativa a financiamento público

Não aplicável

Appendix 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada

Todas as informações estão disponíveis na seção B.2.

Appendix 4: Informações adicionais sobre cálculo *ex ante* das reduções de emissões

O estudo da linha de base e a metodologia de monitoramento foi desenvolvida por:

Econergy Brasil Ltda., São Paulo, Brasil
Telefone: +55 (11) 3555-5700
Contato: Sr. Gustavo Dorregaray
Email: gustavo.dorregaray@econergy.com.br

Econergy Brasil Ltda. não é uma Participante do Projeto.

**Informações da análise da Prática Comum:**

Abaixo é apresentada uma tabela com todas as usinas que fornecem a mesma produção dentro da faixa de produção aplicável da atividade do projeto.

Tabela 11 - Base de dados dos projetos com mesma produção (+/- 50%)

Nome do projeto	Localização	Capacidade instalada (kW)	Tipo de combustível	PROINFA ¹	Projeto CDM ²
Alta Mogiana	São Joaquim da Barra - SP	60.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Caeté	São Miguel dos Campos - AL	35.800	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Ester	Cosmópolis - SP	46.400	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Maracaí	Maracaí - SP	46.820	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Nardini	Vista Alegre do Alto - SP	29.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Usina da Pedra	Serrana - SP	35.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Rafard	Rafard - SP	50.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
São Luiz	Pirassununga - SP	70.400	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Barra Grande de Lençóis	Lençóis Paulista - SP	62.900	Bagaço de cana de açúcar	-	-
LDC Bioenergia Leme (Ex.Coinbra - Cresciumal)	Leme - SP	42.300	Bagaço de cana de açúcar	-	-
São Francisco	Sertãozinho - SP	25.200	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Santa Adélia	Jaboticabal - SP	42.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Ruette	Paraíso - SP	28.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
São João da Boa Vista	São João da Boa Vista	70.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Santa Cândida	Leme - SP	29.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-



Ibitiúva Bioenergética (Ex.Destilaria Andrade)	Pitangueiras - SP	33.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Mandu	Guaíra - SP	65.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Guarani - Cruz Alta	Olímpia - SP	40.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Alcidia	Teodoro Sampaio - SP	38.100	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Cocal	Paraguaçu Paulista - SP	28.200	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Cerradinho	Catanduva - SP	75.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Pioneiros	Sud Mennucci - SP	42.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Decasa	Ibirarema - SP	33.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Ferrari	Pirassununga - SP	69.500	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Colorado	Guaíra - SP	52.760	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Equipav	Promissão - SP	58.400	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Jalles Machado	Goianésia - GO	50.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Goiasa	Goiatuba - GO	46.520	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Itamarati	Nova Olímpia - MT	28.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Santa Terezinha Paranacity	Paranacity - PR	46.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Santa Terezinha	Tapejara - PR	50.500	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Delta	Delta - MG	31.875	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Costa Pinto	Piracicaba - SP	75.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Santa Elisa - Unidade I	Sertãozinho - SP	58.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
UFA	Presidente Prudente - SP	25.200	Bagaço de cana de açúcar	-	-
UJU	Colorado - PR	30.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
JB	1. Vitória de Santo Antão - PE	33.200	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Santa Isabel	Novo Horizonte - SP	46.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Vista Alegre	Itapetininga - SP	35.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Campo Florido	Campo Florido - MG	30.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Itaenga	Lagoa do Itaenga - PE	47.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Volta Grande	Conceição das Alagoas - MG	54.938	Bagaço de cana de açúcar	-	-



Baía Formosa	Baía Formosa - RN	40.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Jitituba Santo Antônio	2. São Luís do Quitunde - AL	27.400	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Pitangueiras	Pitangueiras - SP	25.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Giasa II	Pedras de Fogo - PB	30.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
São José Colina	Colina - SP	50.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
São José	Igarassu - PE	25.520	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Canaã	Paraguaçu Paulista - SP	30.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Usaciga	Cidade Gaúcha - PR	48.600	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Eldorado	Rio Brilhante - MS	25.019	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Fartura	Mendonça - SP	39.400	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Interlagos	Pereira Barreto - SP	40.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Unidade Santo Inácio - USI	Santo Inácio - PR	70.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Cerradinho Potirendaba	Potirendaba - SP	40.200	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Coruripe Energética - Filial Campo Florido	Campo Florido - MG	30.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Cerradão	Frutal - MG	25.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Pirapama	3. Vitória de Santo Antão - PE	25.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
4. LDC Bioenergia Lagoa da Prata (Ex.Louis Dreyfus Lagoa da Prata)	Lagoa da Prata - MG	40.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Total	Bambuí - MG	25.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
São Judas Tadeu	Jaíba - MG	56.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Da Mata	Valparaíso - SP	40.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Energética Vista Alegre	Maracaju - MS	30.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Porto das Águas	Chapadão do Céu - GO	70.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Noble Energia	Sebastianópolis do Sul - SP	30.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Conquista do Pontal	Mirante do Paranapanema - SP	60.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Guaíra Energética	Guaíra - SP	55.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Vale do Tijuco	Uberaba - MG	45.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-



Clealco-Queiroz	Queiroz - SP	45.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
São Fernando Açúcar e Álcool	Dourados - MS	48.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Vale do São Simão	Santa Vitória - MG	55.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Barra Bioenergia	Barra Bonita - SP	66.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Bioenergética Vale do Paracatu - BEVAP	João Pinheiro - MG	55.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Rio Pardo	Cerqueira César - SP	60.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Itumbiara	Itumbiara - GO	56.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Ituiutaba	Ituiutaba - MG	56.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Biolins	Lins - SP	28.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Baldin	Pirassununga - SP	45.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
DVPA	Paracatu - MG	28.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Codora	Goianésia - GO	48.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Buriti	Buritizal - SP	50.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Sykué I	São Desidério - BA	30.000	Elephant grass	-	-
Charqueadas	Charqueadas - RS	72.000	Carvão	-	-
Ipatinga	Ipatinga - MG	40.000	Gás de altos fornos	-	-
Copesul	Triunfo - RS	74.400	Gás de processo	-	-
EnergyWorks Corn Products Mogi	Mogi Guaçu - SP	30.775	Gás natural	-	-
Termocabo	5. Cabo de Santo Agostinho - PE	48.000	Gás natural	-	-
Barra do Braúna	Laranjal - MG	39.000	Hidro	-	-
Espora	Aporé - GO	32.010	Hidro	-	-
6. Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	7. São José do Rio Pardo - SP	32.000	Hidro	-	-
8. Salto Grande (Lucas Nogueira Garcez)	Cambará - PR	73.800	Hidro	-	-
Santa Clara	Nanuque - MG	60.000	Hidro	-	-
Canoas II	Andirá - PR	72.000	Hidro	-	-



Ourinhos	Jacarezinho - PR	44.400	Hidro	-	-
Monjolinho	Faxinalzinho - RS	74.000	Hidro	-	-
Caçu	Caçu - GO	65.000	Hidro	-	-
9. Engº José Luiz Muller de Godoy Pereira (Ex Foz do Rio Claro)	Caçu - GO	68.400	Hidro	-	-
São José	Rolador - RS	51.000	Hidro	-	-
Santo Antônio	Porto Velho - RO	69.590	Hidro	-	-
Jari Celulose	Almeirim - PA	55.000	<i>Black liquor</i>	-	-
Lwarcel (Ex. Lençóis Paulista)	Lençóis Paulista - SP	38.000	<i>Black liquor</i>	-	-
Alegrete	Alegrete - RS	66.000	Carvoeiro	-	-
Termo Norte I	Porto Velho - RO	68.000	Carvoeiro	-	-
Daia	Anápolis - GO	44.440	Diesel	-	-
Bahia I - Camaçari	Camaçari - BA	31.800	Diesel	-	-
Xavantes Aruanã	Goiânia - GO	53.576	Diesel	-	-
Potiguar	Macaíba - RN	53.120	Diesel	-	-
São José	Manaus - AM	39.200	Diesel	-	-
Potiguar III	Macaíba - RN	66.400	Diesel	-	-
PIE-RP	Ribeirão Preto - SP	27.800	Refugos de madeira	-	-
Lages	Lages - SC	28.000	Refugos de madeira	-	-
Canoa Quebrada	10. Lucas do Rio Verde - MT	28.000	Hidro	-	-
Irara	Rio Verde - GO	30.000	Hidro	-	-
11. Júlio de Mesquita Filho (Foz do Chopim)	Cruzeiro do Iguaçu - PR	29.072	Hidro	-	-
Monte Serrat	Comendador Levy Gasparian - RJ	25.000	Hidro	-	-
Passo do Meio	Bom Jesus - RS	30.000	Hidro	-	-



12. Angelina (Ex-Portobello - Corredeira do Encano)	Angelina - SC	26.270	Hidro	-	-
Sítio Grande	São Desidério - BA	25.000	Hidro	-	-
Santa Rosa II	Bom Jardim - RJ	30.000	Hidro	-	-
São João	Castelo - ES	25.000	Hidro	-	-
Ombreiras	Araputanga - MT	26.000	Hidro	-	-
Salto Corgão	Nova Lacerda - MT	27.000	Hidro	-	-
Indiavaí	Indiavaí - MT	28.000	Hidro	-	-
Cachoeirão	Alvarenga - MG	27.000	Hidro	-	-
São Simão	Alegre - ES	27.420	Hidro	-	-
Francisco Gross (ExSanta Fé)	Alegre - ES	29.000	Hidro	-	-
Mosquitão	Arenópolis - GO	30.000	Hidro	-	-
Salto Curuá	Novo Progresso - PA	30.000	Hidro	-	-
Jararaca	13. Nova Roma do Sul - RS	28.000	Hidro	-	-
Da Ilha	Antônio Prado - RS	26.000	Hidro	-	-
Santa Fé I	Comendador Levy Gasparian - RJ	30.000	Hidro	-	-
Buriti	Água Clara - MS	30.000	Hidro	-	-
Sacre 2	Brasnorte - MT	30.000	Hidro	-	-
Ludesa	Abelardo Luz - SC	30.000	Hidro	-	-
Goiandira	Goiandira - GO	27.000	Hidro	-	-
Alto Sucuriú	Água Clara - MS	29.000	Hidro	-	-
Telegráfica	Campos de Júlio - MT	30.000	Hidro	-	-
São Lourenço (ExZé Fernando)	Juscimeira - MT	29.100	Hidro	-	-
Paranatinga II	Campinópolis - MT	29.020	Hidro	-	-
Jataí	Jataí - GO	30.000	Hidro	-	-
Rondonópolis	Rondonópolis - MT	26.600	Hidro	-	-
Garganta da Jararaca	14. Campo Novo do Parecis -	29.300	Hidro	-	-



	MT				
São Pedro	Domingos Martins - ES	30.000	Hidro	-	-
Porto das Pedras	Água Clara - MS	28.030	Hidro	-	-
Lagoa Grande	Dianópolis - TO	25.600	Hidro	-	-
Porto Franco	Dianópolis - TO	30.000	Hidro	-	-
Bocaiúva	Brasnorte - MT	30.000	Hidro	-	-
Graça Brennand (ExTerra Santa)	Barra do Bugres - MT	27.400	Hidro	-	-
Pampeana	Barra do Bugres - MT	27.990	Hidro	-	-
Santa Luzia Alto	Ipuaçu - SC	28.500	Hidro	-	-
Parque Eólico de Beberibe	Beberibe - CE	25.600	Vento	Sim	Não
RN 15 - Rio do Fogo	Rio do Fogo - RN	49.300	Vento	Sim	Não
Praia do Morgado	Acaraú - CE	28.800	Vento	Sim	Não
Volta do Rio	Acaraú - CE	42.000	Vento	Sim	Não
Alegria I	Macaíba - RN	51.000	Vento	Sim	Não
Foz do Rio Choró	Beberibe - CE	25.200	Vento	Sim	Não
Eólica Icaraizinho	Amontada - CE	54.600	Vento	Sim	Sim
Parque Eólico Elebrás Cidreira 1	Tramandaí - RS	70.000	Vento	Sim	Não
Eólica Praias de Parajuru	Beberibe - CE	28.804	Vento	Sim	Não
Gargaú	15. São Francisco de Itabapoana - RJ	28.050	Vento	Sim	Sim
Parque Eólico Enacel	Aracati - CE	31.500	Vento	Sim	Não
Canoa Quebrada	Aracati - CE	57.000	Vento	Sim	Sim
Parque Eólico de Osório	Osório - RS	50.000	Vento	Sim	Sim
Parque Eólico Sangradouro	Osório - RS	50.000	Vento	Sim	Sim
Parque Eólico dos Índios	Alegrete - RS	50.000	Vento	Sim	Sim
Bons Ventos	Aracati - CE	50.000	Vento	Sim	Não
Pulpito	16. Bom Jardim da Serra - SC	30.000	Vento	Sim	Não



Rio do Ouro	17. Bom Jardim da Serra - SC	30.000	Vento	Sim	Não
Salto	Água Doce - SC	30.000	Vento	Sim	Não
Bom Jardim	18. Bom Jardim da Serra - SC	30.000	Vento	Sim	Não
Mangue Seco 3	Guamaré - RN	26.000	Vento	Não	Sim
Mangue Seco 2	Guamaré - RN	26.000	Vento	Não	Sim
Mangue Seco 1	Macaíba - RN	26.000	Vento	Não	Sim
Mangue Seco 5	Guamaré - RN	26.000	Vento	Não	Sim
19. Cerro Chato II (Ex Coxilha Negra VI)	Santana do Livramento - RS	26.000	Vento	Não	Sim
Cerro Chato III (Ex Coxilha Negra VII)	Santana do Livramento - RS	30.000	Vento	Não	Sim

1 – Website da Eletrobras, projetos aprovados pelo

PROINFA: <http://www.eletrobras.gov.br/ELB/services/eletrobras/ContentManagementPlus/FileDownload.ThrSvc.asp?DocumentID={9B6832B3-F317-4BF6-A663-E466A250B8A7}&ServiceInstUID={9C2100BF-1555-4A9D-B454-2265750C76E1}&InterfaceInstUID={18F15ED9-1E73-4990-8CC6-F385CE19FF17}&InterfaceUID={72215A93-CAA7-4232-A6A1-2550B7CBEE2F}&ChannelUID={B38770E4-2FE3-41A2-9F75-DFF25AF92DED}&PageUID={ABB61D26-1076-42AC-8C5F-64EB5476030E}&BrowserType=IE&BrowserVersion=6> (Acessado em 28/12/2011).

2 – Fonte: UNFCCC

**Appendix 5: Outras informações básicas sobre o plano de monitoramento**

O plano de monitoramento é descrito em B.7.1. e B.7.3.

Appendix 6: Sumário de modificações após o registro

Não aplicável

Histórico do documento

Versão	Data	Natureza da revisão
04,1	11 (2012)	Revisão editorial para modificar a linha 02 da versão no quadrinho histórico do Anexo 06 para o Anexo 06b.
04,0	EB 66 13 (2012)	Revisão necessária para garantir a compatibilidade com as “Diretrizes para concluir o formulário do documento do plano do projeto para as atividades do projeto CDM” (EB 66, Anexo 8).
03	EB 25, Anexo 06b 14/06/2004	
02	EB 14, Anexo 06b 14/06/2004	
01	EB 05, Parágrafo 12 03/08/2002	Adoção inicial.
Classe de Decisão: Regulamentar Tipo de Documento: Formulário Função do Negócio: Registro		