



**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 Força (PCGEF)
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 do Farol Energia S.A.• Ventos do Quintão 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	109.713 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 Força é um projeto inteiramente novo localizado no município de Palmares do Sul, 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.

A PCGEF consiste de 36 turbinas eólicas ENERCON 2 MW com alturas de cubo de 110 m, para uma capacidade instalada de 72 MW. O PCGEF abrange 3 parques eólicos, que são:

Parque eólico	Capacidade instalada (MW)	Data da operação comercial (COD) ¹
Força 1	22	01/01/2016
Força 2	28	01/01/2016
Força 3	22	01/01/2016

O PCGEF entregará energia ao Sistema Nacional Brasileiro Interconectado (SIN) e venderá energia na *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*, através do Contrato de Compra de Energia.

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

O fator médio de capacidade do projeto será de aproximadamente 44,1 %, resultando em uma geração média projetada (P50) de 278,4 GWh/ano².

O desenvolvedor dos parques eólicos Força 1 e Força 2 é Ventos do Farol Energia S.A., e o desenvolvedor de Força 3 é Ventos do Quintão Energia S.A. Estas empresas são registradas em conformidade com os regulamentos brasileiros desde fevereiro de 2012, com a finalidade específica de gerar energia a partir dos seus parques eólicos.

O PCGEF 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 mostram a geração de até 295 empregos diretos durante esta fase no Brasil, dos quais 130 são em Palmares do Sul, perto de 65 no Rio Grande do Sul e perto de 100 em outras regiões brasileiras. Além disso, durante o tempo de vida do projeto, perto de 8 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 A data do leilão de energia para os três parques eólicos foi 20/12/2011.

² CARMARGO realizou o estudo dos ventos para os parques eólicos. O valor mencionado é a soma de todos os parques eólicos.



- 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 PCGEF contribuirá para o processo de transferência de tecnologia e estimulará a fabricação 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: **109.713 tCO₂/ano**

A redução total de emissões de GEEs é: **767.991 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.

Palmares do Sul

A.2.4. Localização Física/Geográfica

O PCGEF está localizado na cidade de Palmares do Sul, 77 km ao sudeste da cidade de Porto Alegre, capital do estado do Rio Grande do Sul, e 8 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: -50,330197°; Latitude: -30,460861³ (o projeto será instalado próximo a essas coordenadas).

³ Estas coordenadas foram transformadas a partir das coordenadas UTM X=564301; Y=6629955 (WGS84, Zona 22)



Figura 1 - Localização da cidade de Palmares do Sul, estado do Rio Grande do Sul, Brasil
(Fonte: Google Earth)

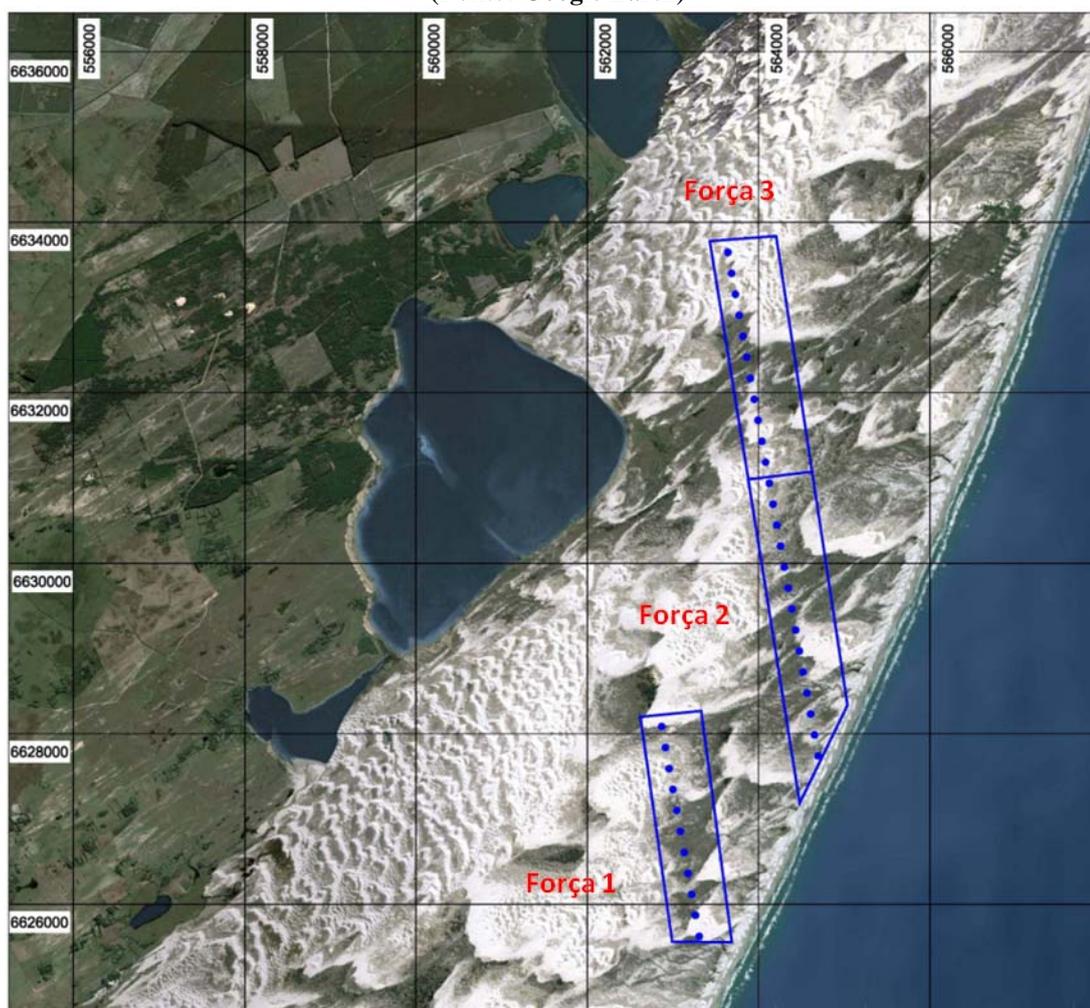


Figura 2 - Layout do PCGEF (Parques Eólicos “Força 1, Força 2 e Força 3”)
(Fonte: Google Earth)

A.3. Tecnologias e/ou medidas

Este é um projeto inteiramente novo formado por 36 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 PCGEF

Fabricante WEC	ENERCON
Modelo	E-82
Capacidade total	2.000 kW cada ⁽²⁾
Fator de capacidade (P50)	44,1 ⁽¹⁾
Quantidade de WECs	36 ⁽¹⁾
Vida útil	20 anos ⁽²⁾
Diâmetro do rotor	82 m ⁽²⁾
Altura do cubo	110 m
(1) Estudo do vento (CAMARGO, 16/09/2011)	
(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.

Os parques eólicos serão interconectados à rede através da subestação "Lagoa do Quintão" com 34,5/138 kV. Uma nova linha de transmissão de 138 kV com perto de 28 quilômetros conectará a subestação "Lagoa do Quintão" à subestação "Capivari" de 138/230 kV. Esta subestação é parte do conjunto de "Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG", que será construída pelo Governo Federal Brasileiro.

Considerando o fator de capacidade P50 de 44,1% (como determinado pela CAMARGO, a consultoria de energia do vento contratada), a energia líquida média esperada fornecida à rede é de 278,4 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 Figure 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.

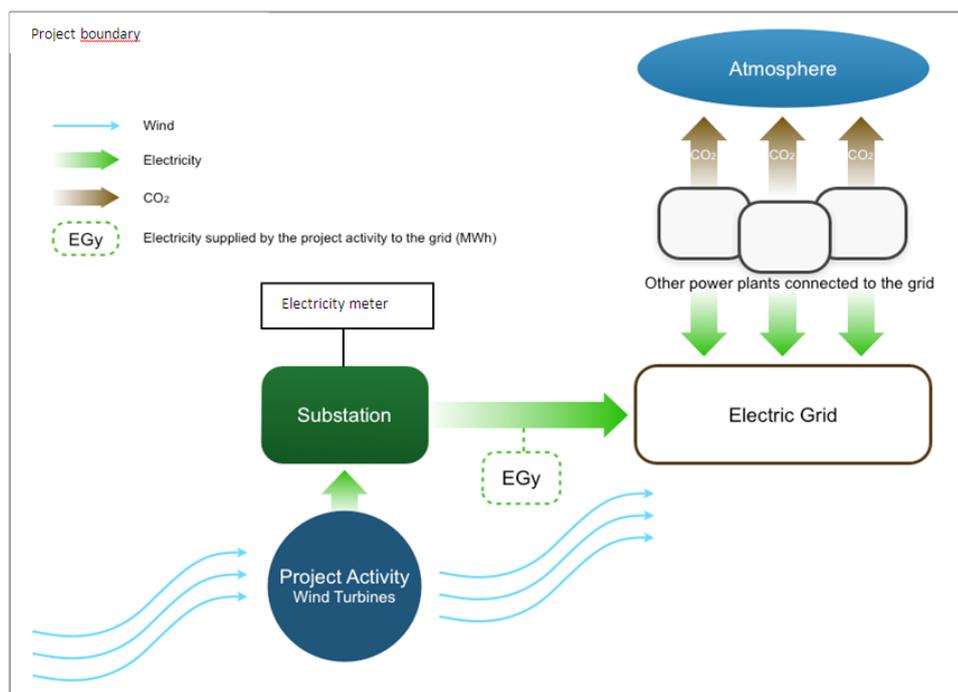


Figura 3 - Tecnologias e medidas da atividade do projeto

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. Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitrião) indica uma Parte anfitriã	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) 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 do Farol Energia S.A. (entidade privada)	Não
Brasil (anfitrião)	Ventos do Quintão 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 06.0.0. (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 inteiramente novo de energia eólica, o projeto atende às seguintes condições da metodologia:

“A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, aperfeiçoamento de uma usina/unidade elétrica de um dos seguintes tipos: usina/unidade hidroelétrica (tanto com um reservatório de rio corrente ou reservatório de acumulação), usina/unidade eólica, usina/unidade termoelétrica, usina/unidade solar, usina/unidade de eletricidade por ondas do mar ou de 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 biomassa;

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

A “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade” é aplicável à atividade do projeto pois o projeto irá fornecer 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 eletricidades em usinas de combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissões.
		CH ₄	Não	Menor fonte de emissões.
		N ₂ O	Não	Menor fonte de emissões.
Cenário do projeto	Para usinas geotérmicas, as 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 geotérmico.
		N ₂ O	Não	Esta não é uma atividade de projeto geotérmico.
	Emissões de CO ₂ de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em usinas termoelétricas solares e usinas geotérmicas	CO ₂	Não	Esta não é uma atividade de projeto solar ou geotérmico.
		CH ₄	Não	Esta não é uma atividade de projeto solar ou geotérmico.
		N ₂ O	Não	Esta não é uma atividade de projeto solar ou geotérmico.
	Para usinas hidroelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório	CO ₂	Não	Esta não é uma atividade de projeto de hidroelétrica.
		CH ₄	Não	Esta não é uma atividade de projeto de hidroelétrica.
		N ₂ O	Não	Esta não é uma atividade de projeto de hidroelétrica.

De acordo com a metodologia, a extensão espacial dos limites do projeto inclui o local do projeto e todas as centrais elétricas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade ao qual o PCGEF 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 Operador Nacional do Sistema Nacional (ONS - Operador Nacional do Sistema) e todas as centrais elétricas conectadas ao mesmo estão incluídas nos limites do projeto.

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

Como a atividade do projeto é um projeto de parque eólico, nenhuma emissão do projeto atribuída ao PCGEF, conforme demonstrado na tabela acima. Esta suposição está de acordo com as exigências ACM0002.

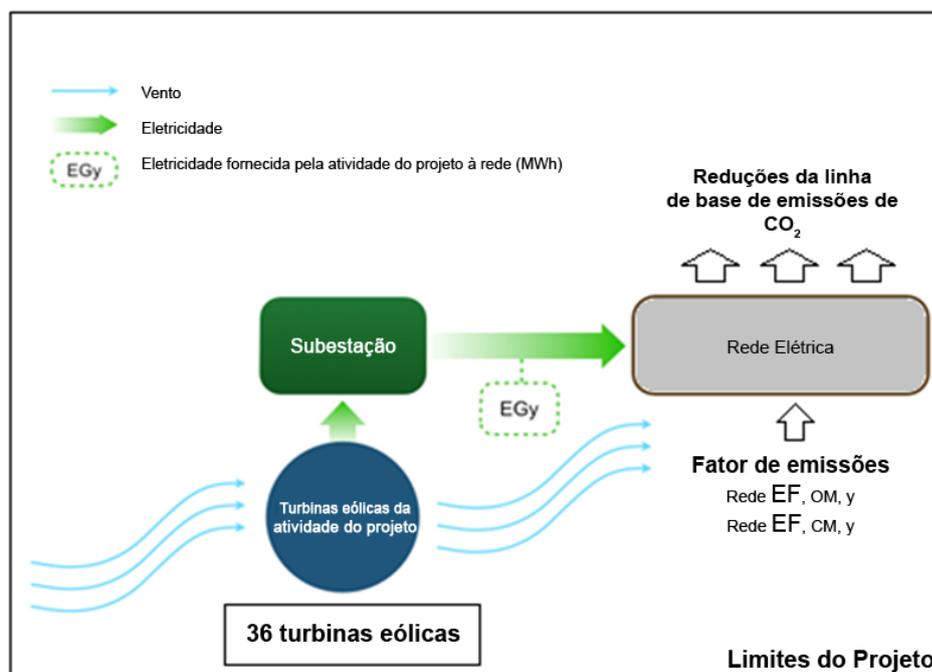


Figura 4 - Fluxograma dos limites do projeto

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

A atividade do projeto envolve a instalação de uma nova usina/unidade de energia conectada à rede. Não modifica ou aperfeiçoa dependências de geração de eletricidade existentes. Portanto, o cenário da linha de base é o seguinte:

A eletricidade entregue 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 emissão de um sistema da eletricidade”.

B.5. Demonstração da adicionalidade

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

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

Etapa 1. Identificação das alternativas à atividade do projeto consistentes com leis e regulamentos atuais

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

Resultado da etapa 1a:

- Alternativa 1: A atividade do projeto proposto não é assumida como um projeto CDM.
- Alternativa 2: A continuação da situação atual, isto é a energia gerada pelo projeto seria gerada em usinas elétricas conectadas à rede novas e existentes no sistema de eletricidade.

Etapa 1b. Conformidade com leis e regulamentos obrigatórios:

Resultado da Etapa 1b:

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

Etapa 2. Análise do investimento

A “Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade” indica que os participantes de 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 proposta do projeto 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, são utilizadas as seguintes etapas:

Subetapa 2a: Determinar o método de análise apropriado

A ferramenta de 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 da venda de eletricidade, bem como renda relacionada 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 a 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 a 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 onde uma análise de investimento é realizada em termos nominais, os participantes de projeto podem converter os valores reais do termo aos valores nominais adicionando a taxa de inflação. O parâmetro de *benchmark* utilizado para esta análise comparativa foi calculado como segue:

Tabela 2 - Método de cálculo do benchmark

A	Benchmark - Termos Reais
B	Taxa de inflação (IPCA)
C = A + B	Benchmark - Termos Nominais

Após os impostos, o Retorno do Investimento em termos reais (IRR)

A versão 05 das “Diretrizes para avaliação da análise do investimento” apresenta, em seu anexo, os valores padrão para o retorno do investimento em todos os países. Para o Brasil, país anfitrião do projeto,

esta diretriz classifica este país no nível Baa3 da classificação da Moody a 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* pela Orientação atribuído ao país Brasil e ao Grupo A é de **11,75%**.

Taxa de inflação (FMI)

Para calcular o *benchmark* em termos nominais, os participantes do projeto adicionaram 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 do PCGEF		
A	Após os impostos, IRR do retorno do investimento	11,75%
B	Taxa de inflação (IMF)	4,6%
C = A + B	Benchmark - Termos Nominais	16,35%

Considerando todas estas premissas, o retorno sobre o 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 sobre o 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 baseia-se 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:

Tabela 4 - Valores financeiros e impostos para o PCGEF

Itens	Força 1	Força 2	Força 3	Evidências⁵
Tarifa de eletricidade [BRL/MWh]	104,90	104,90	104,90	Resultados do 13º Leilão de Energia Nova (http://www.ccee.org.br/cc/eeinterdsm/v/index.jsp?vgn_extoid=b02951aa0e383310VgnVCM1000005e01010aRCRD)
Extensão do PPA [anos]	20	20	20	O mesmo que acima
Capacidade instalada [MW]	22	28	22	Certificado da CAMARGO de geração de energia
Geração líquida de eletricidade	86.259	108.657	83.475	O mesmo que acima

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

⁵ Evidências apresentadas ao DOE na visita de validação



[MWh]				
Vida útil operacional [anos]	20	20	20	Informações técnicas da ENERCON
Fator de carga	44,80%	44,30%	43,30%	Certificado da CAMARGO de geração de energia
Impostos (PIS/Cofins)	3,65%	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%	3,08%	O mesmo que acima
TJLP ⁶	6%	6%	6%	http://www.receita.fazenda.gov.br/pessoajuridica/refis/tjlp.htm (valor acumulado Dezembro 2010 – Novembro 2011)
Spread financeiro	2,20%	2,20%	2,20%	Spread considerando os contratos do BNDS para projetos anteriores
IMF (taxa de inflação brasileira)	Média 4,6%	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 na zona do Euro	Média 1,5%	Média 1,5%	Média 1,5%	O mesmo que acima
Ações	40%	40%	40%	Spread considerando os contratos do BNDS para projetos anteriores
Parcela da dívida	60%	60%	60%	O mesmo que acima
Investimento estático total [R\$]	93.971.000	119.558.000	93.971.000	Oferta de contrato <i>turnkey</i> da Elecnor Brasil
TUST ⁷ [R\$/MWh]	39.564	39.564.592	39.564	http://www.aneel.gov.br/codoc/reh20111233.pdf (página 7)
O&M [R\$/MWh]	16,63	16,63	16,63	Com base em publicações acadêmicas: “Opções futuras de tecnologia de energia elétrica do Brasil: Um possível conflito

⁶ TJLP (Taxa de juros de longo prazo)

⁷ TUST (imposto devido pelo uso do sistema de transmissão). Os valores do TUST receberam um desconto de 50% como incentivo governamental pela geração de energia renovável.



				entre a poluição local e a mudança global do clima” Autores: <ul style="list-style-type: none">• Roberto Schaeffer;• Alexandre Salem Szklo
CDI%	11,04%	11,04%	11,04%	http://www.portalbrasil.net/indices_cdi.htm (valor acumulado Dezembro 2010 – Novembro 2011)

As condições de financiamento do BNDES para projetos de energia alternativa, o que inclui projetos eólicos, são: *TJLP + remuneração do BNDES (0,9%) + Risco de Crédito (até 3,57%)*, conforme indicado em http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINE_M/energias_alternativas.html. As PPs consideraram 2,2% como remuneração do BNDES + Risco de Crédito (muito abaixo de 0,9 + 3,57%). O valor apresentado é conservador.

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



Tabela 5- Fluxo de caixa do PCGEF

Demonstração de resultados	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rendimentos totais	-	31.890.609	33.325.687	34.825.343	36.392.483	38.030.145	39.741.501	41.529.869	43.398.713	45.351.655	47.392.480	49.525.141
PIS/COFINS (lucro Real)	0	-979.475	-1.023.551	-1.069.611	-1.117.744	-1.168.042	-1.220.604	-1.275.531	-1.332.930	-1.392.912	-1.455.593	-1.521.095
Rendimentos líquidos	-	30.911.134	32.302.135	33.755.732	35.274.739	36.862.103	38.520.897	40.254.338	42.065.783	43.958.743	45.936.887	48.004.046
Capacidade instalada MW	14.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0
MWh de energia	50.134	278.391	278.391	278.391	278.391	278.391	278.391	278.391	278.391	278.391	278.391	278.391
TUST	-	-3.110.751	-3.250.735	-3.397.018	-3.549.884	-3.709.629	-3.876.562	-4.051.007	-4.233.303	-4.423.801	-4.622.872	-4.830.901
O&M	-	-5.055.680	-5.283.186	-5.520.929	-5.769.371	-6.028.992	-6.300.297	-6.583.810	-6.880.082	-7.189.686	-7.513.221	-7.851.316
Custos operacionais	-	-8.166.431	-8.533.921	-8.917.947	-9.319.255	-9.738.621	-10.176.859	-10.634.818	-11.113.384	-11.613.487	-12.136.094	-12.682.218
EBITDA	-	22.744.703	23.768.215	24.837.785	25.955.485	27.123.482	28.344.038	29.619.520	30.952.398	32.345.256	33.800.793	35.321.829
Depreciação	-	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343
EBIT	-	6.769.360	7.792.871	8.862.441	9.980.141	11.148.138	12.368.695	13.644.177	14.977.055	16.369.913	17.825.450	19.346.485
Despesas financeiras	-	-16.424.373	-15.554.908	-14.479.064	-13.403.220	-12.327.377	-11.251.533	-10.175.689	-9.099.845	-8.024.002	-6.948.158	-5.872.314
Rendimentos financeiros	-	145.904	-24.303	-	-	-	-797.950	-467.347	155.775	1.109.885	1.962.996	3.015.675
Juros sobre capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-4.302.387	-5.842.331	-6.295.227
EBITDA	-	22.744.703	23.768.215	24.837.785	25.955.485	27.123.482	28.344.038	29.619.520	30.952.398	32.345.256	33.800.793	35.321.829
Adiamento da cobrança de rendimento	-	-2.657.551	-119.590	-124.971	-130.595	-136.472	-142.613	-149.031	-155.737	-162.745	-170.069	-177.722
Adiamento do pagamento do PIS/COF	-	81.623	3.673	3.838	4.011	4.192	4.380	4.577	4.783	4.998	5.223	5.458
Adiamento do pagamento do despesa:	-	680.536	30.624	32.002	33.442	34.947	36.520	38.163	39.881	41.675	43.551	45.510
Fluxo de caixa operacional	-	20.849.311	23.682.922	24.748.654	25.862.343	27.026.149	28.242.325	29.513.230	30.841.325	32.229.185	33.679.498	35.195.076
Cobrança de juros	-	145.904	-24.303	-	-	-	-797.950	-467.347	155.775	1.109.885	1.962.996	3.015.675
Investimentos	-184.500.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impostos sobre EBT	-	-982.231	-1.026.431	-1.072.621	-1.120.888	-1.171.328	-1.224.038	-1.279.120	-1.336.680	-1.396.831	-1.459.688	-1.525.374
Fluxo de caixa das actividades finance	-184.500.000	20.012.985	22.632.188	23.676.033	24.741.455	25.854.820	26.220.337	27.766.763	29.660.420	31.942.239	34.182.806	36.685.377
Caixa inicial	-	-	-4.379.641	-10.422.407	-14.345.484	-16.127.296	-15.719.899	-13.871.140	-9.400.112	-1.959.584	4.805.181	13.346.413
Gastos de capital	73.800.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos da dívida	110.700.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caixa antes do Serviço da Dívida	-	20.012.985	18.252.547	13.253.626	10.395.971	9.727.524	10.500.439	13.895.623	20.260.307	29.982.655	38.987.986	50.031.789
Serviço da Dívida	-	-17.223.887	-28.674.954	-27.599.110	-26.523.267	-25.447.423	-24.371.579	-23.295.735	-22.219.891	-21.144.048	-20.068.204	-18.992.360
Alocação para conta poupança	-	-7.168.739	-	-	-	-	-	-	-	268.961	268.961	268.961
Caixa livre após serviço da dívida (incluindo caixa acumulado)	-	-4.379.641	-10.422.407	-14.345.484	-16.127.296	-15.719.899	-13.871.140	-9.400.112	-1.959.584	9.107.568	19.188.744	31.308.390
Distribuição a acionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-4.302.387	-5.842.331	-6.295.227
Distribuição total a acionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.302.387	5.842.331	6.295.227
Gastos de capital	-73.800.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa para patrimônio	-73.800.000	-	-	-	-	-	-	-	-	4.302.387	5.842.331	6.295.227
FCFE	-73.800.000	-	-	-	-	-	-	-	-	4.302.387	5.842.331	6.295.227

Continuando...



12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
51.753.772	54.082.692	56.516.413	59.059.652	61.717.336	64.494.616	67.396.874	70.429.734	73.599.072	-	-	-	-	-	-
-1.589.544	-1.661.073	-1.735.822	-1.813.934	-1.895.561	-1.980.861	-2.070.000	-2.163.150	-2.459.644	-	-	-	-	-	-
50.164.229	52.421.619	54.780.592	57.245.718	59.821.776	62.513.756	65.326.875	68.266.584	71.139.427	-	-	-	-	-	-
72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	42.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
278.391	278.391	278.391	278.391	278.391	278.391	278.391	278.391	148.206	0	0	0	0	0	0
-5.048.292	-5.275.465	-5.512.861	-5.760.940	-6.020.182	-6.291.090	-6.574.189	-6.870.028	-4.187.854	-	-	-	-	-	-
-8.204.626	-8.573.834	-8.959.656	-9.362.841	-9.784.169	-10.224.456	-10.684.557	-11.165.362	-6.211.552	-	-	-	-	-	-
-13.252.918	-13.849.299	-14.472.517	-15.123.781	-15.804.351	-16.515.547	-17.258.746	-18.035.390	-10.399.407	-	-	-	-	-	-
36.911.311	38.572.320	40.308.074	42.121.938	44.017.425	45.998.209	48.068.128	50.231.194	60.740.020	-	-	-	-	-	-
-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-15.975.343	-	-	-	-	-	-
20.935.967	22.596.976	24.332.731	26.146.594	28.042.081	30.022.866	32.092.785	34.255.851	44.764.677	-	-	-	-	-	-
-4.796.470	-3.720.626	-2.644.783	-1.568.939	-493.095	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.417.013	6.205.442	6.813.229	7.415.031	8.099.603	2.628.191	2.737.107	2.850.923	3.387.231	487.257	207.853	207.853	207.853	207.853	207.853
-6.815.382	-7.544.209	-7.629.603	-7.709.884	-7.800.405	-4.167.133	-3.218.516	-2.270.345	-1.322.640	-221.702	-94.573	-112.964	-112.964	-112.964	-112.964
36.911.311	38.572.320	40.308.074	42.121.938	44.017.425	45.998.209	48.068.128	50.231.194	60.740.020	-	-	-	-	-	-
-185.719	-194.077	-202.810	-211.937	-221.474	-231.440	-241.855	-252.738	-264.112	6.133.256	-	-	-	-	-
5.704	5.961	6.229	6.509	6.802	7.108	7.428	7.762	24.708	-204.970	-	-	-	-	-
47.558	49.698	51.935	54.272	56.714	59.266	61.933	64.720	-636.332	-866.617	-	-	-	-	-
36.778.854	38.433.902	40.163.428	41.970.782	43.859.468	45.833.144	47.895.635	50.050.939	59.864.285	5.061.668	-	-	-	-	-
4.417.013	6.205.442	6.813.229	7.415.031	8.099.603	2.628.191	2.737.107	2.850.923	3.387.231	487.257	207.853	207.853	207.853	207.853	207.853
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-1.594.016	-1.665.747	-1.740.706	-1.819.037	-1.900.894	-1.986.434	-2.075.824	-2.169.236	-2.266.851	-	-	-	-	-	-
39.601.851	42.973.597	45.235.951	47.566.776	50.058.176	46.474.901	48.556.918	50.732.626	60.984.665	5.548.925	207.853	207.853	207.853	207.853	207.853
25.013.163	40.152.076	44.561.148	48.878.784	53.633.904	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
64.615.014	83.125.674	89.797.100	96.445.560	103.692.080	46.474.901	48.556.918	50.732.626	60.984.665	5.548.925	207.853	207.853	207.853	207.853	207.853
-17.916.516	-16.840.673	-15.764.829	-14.688.985	-12.519.804	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
268.961	268.961	268.961	542.295	3.129.951	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46.967.459	66.553.962	74.301.232	82.298.871	94.302.227	46.474.901	48.556.918	50.732.626	60.984.665	5.548.925	207.853	207.853	207.853	207.853	207.853
-6.815.382	-21.992.814	-25.422.448	-28.664.967	-94.302.227	-46.474.901	-48.556.918	-50.732.626	-60.984.665	-5.548.925	-207.853	-207.853	-207.853	-207.853	-207.853
6.815.382	21.992.814	25.422.448	28.664.967	94.302.227	46.474.901	48.556.918	50.732.626	60.984.665	5.548.925	207.853	207.853	207.853	207.853	207.853
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.815.382	21.992.814	25.422.448	28.664.967	94.302.227	46.474.901	48.556.918	50.732.626	60.984.665	5.548.925	207.853	207.853	207.853	207.853	207.853
6.815.382	21.992.814	25.422.448	28.664.967	94.302.227	46.474.901	48.556.918	50.732.626	60.984.665	5.548.925	207.853	207.853	207.853	207.853	207.853



A análise do investimento demonstra que a atividade do projeto CDM possui um indicador menos favorável (IRR= 7,33%, excluindo rendimentos de CER) do que o *benchmark* definido (16,35 % p.a.). Consequentemente, a atividade do projeto CDM não pode ser considerada como a mais atrativa econômica ou financeiramente.

Resultado da Etapa 2c: O IRR após os impostos para este projeto é de 7,33%.

Subetapa 2d: Análise da sensibilidade

Uma análise da sensibilidade foi realizada 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%⁸, e avaliando o impacto sobre a IRR do investimento. Os resultados e a avaliação da probabilidade de variar cada parâmetro são apresentados a seguir:

Tabela 5 - Análise da sensibilidade

	Variação	IRR do Investimento
Rendimentos	-10%	4,93%
	10%	9,49%
O&M	-10%	7,92%
	10%	6,71%
CapEx	-10%	9,16%
	10%	5,95%
Caso Base	0%	7,33%

⁸ Declarado nas "DIRETRIZES PARA AVALIAÇÃO DA ANÁLISE DO INVESTIMENTO", versão 05, orientação 21.

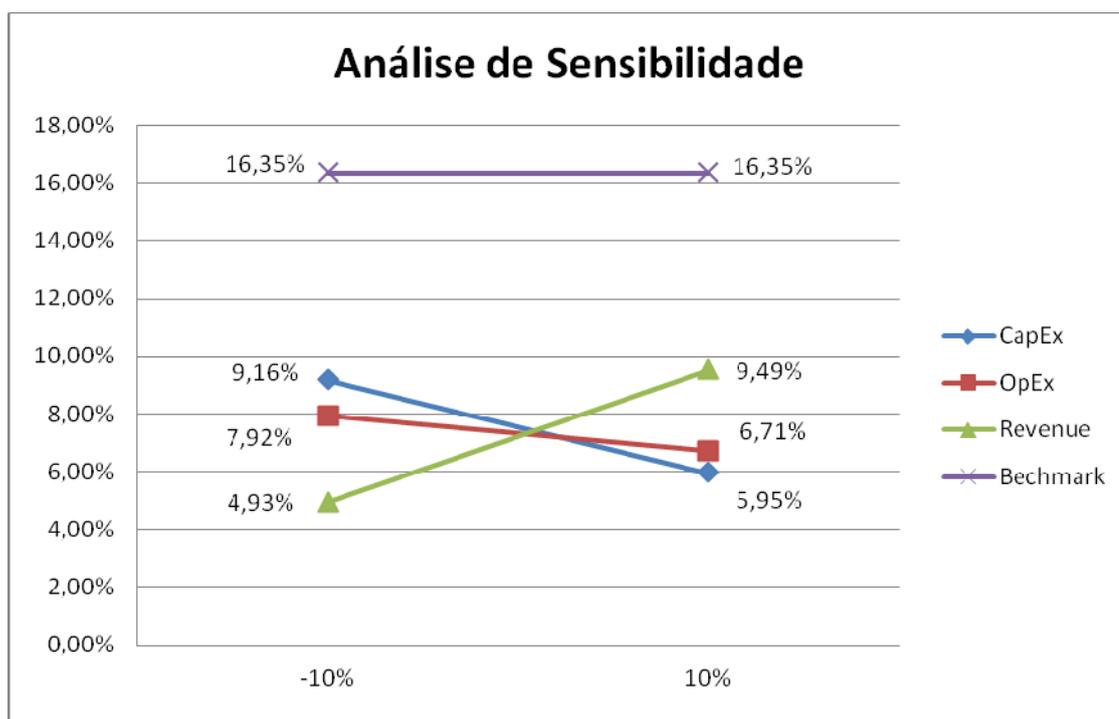


Figura 5 - Análise da sensibilidade

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\$ 46,30 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 404,38 GWh/ano, que é 45,25% mais do que o valor maior apresentado pelo estudo dos ventos da CAMARGO (P50 - 278,4 GWh/ano). Adicionalmente, a incerteza sobre a produção de energia é 11,98% conforme afirmado na pesquisa dos ventos⁹ e, assim sendo, aumentando esta variação da sensibilidade até 24% 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.
- O Capex foi reduzido a R\$ 183,85 milhões, uma variação de -40,21%. 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 40,21% 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 162,35%. Este não é um pressuposto razoável, pois implicaria no recebimento de pagamentos adicionais pelo PCGEF 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*.

⁹ Avaliação da CAMARGO para a Produção de Energia dos parques eólicos.

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 conseqüentemente que “é improvável que o projeto seja financeira/economicamente atraente” como definido pela Ferramenta de Adicionalidade.

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 2.522¹⁰ 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.

Tabela 6 - Distribuição pelas fontes de energia no Brasil (fonte: ANEEL)

Descrição	Quantidade	Energia Regulada (kW)	%
Mini Hidroelétricas	364	208.225	0,18
Eólicas	64	1.272.242	1,09
Pequenas Hidroelétricas	417	3.818.207	3,28
Solar	6	1087	0,001
Hidro	180	78.141.904	67,18
Térmica	1.489	30.862.041	26,53
Nuclear	2	2.007.000	1,73
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.

¹⁰ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp> (Estas informações são continuamente atualizadas, e por essa razão uma tela para impressão foi feita nos dados de acesso para demonstrar a situação no momento da avaliação – 05/01/2012)



A capacidade instalada do projeto é 72 MW. Então, a faixa de produção da atividade do projeto é de **36 a 108 MW**.¹¹

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.

O total de usinas elétricas é 107. Então, $N_{all} = 107$.

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 11 utilizam a mesma fonte de energia (vento).

Além disso, entre estas 11 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 PCGEF.

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

Todos os 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, $N_{diff} = 107$ 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.

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

$$F = 1 - \left(\frac{107}{107} \right)$$

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”.

¹¹ As PP enviaram ao DOE uma planilha eletrônica intitulada “72 MW Força common practice 2012 01 09 FES.xlsx” com todas as informações (nome dos projetos de eletricidade, localização, capacidade instalada e benefícios do projeto sob CDM ou informações do Proinfa) com relação à análise de práticas comuns.

**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 (tCO₂e/yr);

$PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO₂/yr);

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto da operação de usina geotérmicas devido à liberação de gases não condensantes no ano y (tCO₂e/yr);

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto de reservatórios de água de usinas hidroelétricas no ano y (tCO₂e/yr);

O PCGEF 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 CO₂ da geração de eletricidade em usinas de combustível fóssil que são substituídas 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 (tCO₂/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 CO₂ da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y e calculado utilizando a última versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissões para um sistema de eletricidade" (tCO₂/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 delimitação do sistema de eletricidade do projeto no Brasil, considerando um sistema interconectado nacional¹².

¹² Resolução do DNA no.8 publicada em 26/05/2008 em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797.html>, acessado em 09/01/2012.

Etapa 2. Escolher 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 brasileiro. Contudo, nenhuma informação sobre a inclusão ou exclusão de usinas desligadas da rede está disponível.

Etapa 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:

- OM simples, ou
- OM simples ajustado, ou
- Despachar OM da análise de dados OM, ou
- 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.

Etapa 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 CO₂ da margem operacional da análise de dados de despacho no ano y (tCO₂/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 CO₂ para unidades elétricas no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO₂/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
- y = Ano em que a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede

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 $EF_{grid,OM,DD,y}$.

Etapa 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.

¹³ Fonte: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>



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 de registro da atividade do projeto ou, se as informações até o ano de registro ainda não estiverem disponíveis, incluindo aquelas unidades construídas até o último ano para o qual as informações estão 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.

Etapa 6. Calcular o fator de emissões da margem de construção

O fator de emissões da margem de construção é o fator de emissões médias ponderado da geração (tCO₂/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.

Etapa 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.

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) aplicado(s)	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 7 - Margem Operacional

Margem de Operação [tCO₂/MWh]	
2010 (EF_{rede,OM,ano})	
Janeiro	0,2111
Fevereiro	0,2798
Março	0,2428
Abril	0,2379
Mai	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 8 - Margem da Construção

Margem de Construção [tCO₂/MWh]	
2010 (EF _{rede,BM,ano})	0,1404

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

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

Tabela 9 - Fator de Emissão

Fator de Emissão		
W_{BM}	0,25	
W_{OM}	0,75	
$EF_{\text{rede,CM,ano}}$	0,3941	tCO₂/MWh

As reduções de emissões são calculadas conforme segue:

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

$$ER_y = 0,3941 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \times 278.391^{14} \text{ MWh}$$

$$ER_y = 109.713 \text{ tCO}_2$$

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)
2016	109.713	0	0	109.713
2017	109.713	0	0	109.713
2018	109.713	0	0	109.713
2019	109.713	0	0	109.713
2020	109.713	0	0	109.713
2021	109.713	0	0	109.713
2022	109.713	0	0	109.713
Total	767.991	0	0	767.991
Número total de anos de crédito	7 anos			
Média anual ao longo do período de crédito	109.713	0	0	109.713

O primeiro período de crédito é de 01/01/2016 a 31/12/2022

B.7. Plano de monitoramento

B.7.1. Dados e parâmetros a serem confirmados

¹⁴ Estudo dos ventos pela CAMARGO para os parques eólicos. O valor referido é a soma dos parques eólicos.



Dados / Parâmetros	$EF_{rede,CM,ano}$
Unidade	tCO ₂ / MWh
Descrição	Fator de emissões de CO ₂ da eletricidade da rede brasileira durante o ano y
Fonte dos dados	DNA brasileiro
Valor(es) aplicado(s)	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 no ano y
Fonte dos dados	DNA brasileiro
Valor(es) aplicado(s)	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_{P,I,y}
Unidade	MWH
Descrição	Eletricidade despachada pela atividade do projeto para a rede
Fonte dos dados	Medidas no local
Valor(es) aplicado(s)	278.391
Métodos e procedimentos de medição	Diretamente medidos durante o período de crédito na subestação elétrica “Capivari”. 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 serão utilizadas para gerar as faturas utilizando o software interno do medidor de energia do fabricante. As subestações Capivari e Lagoa do Quintão possuem, cada uma, um medidor de energia e um medidor alternativo no seu interior. Os regulamentos de calibragem dos medidores e a classe de precisão de 0,2% estão de acordo com a ANEEL/ONS.
Frequência do monitoramento	Medido continuamente na conexão do projeto à rede – S.E. subestação Capivari.
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 278.391 é a soma de todos os parques eólicos.

B.7.2. Plano de amostragem

Não aplicável

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;

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

- 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.

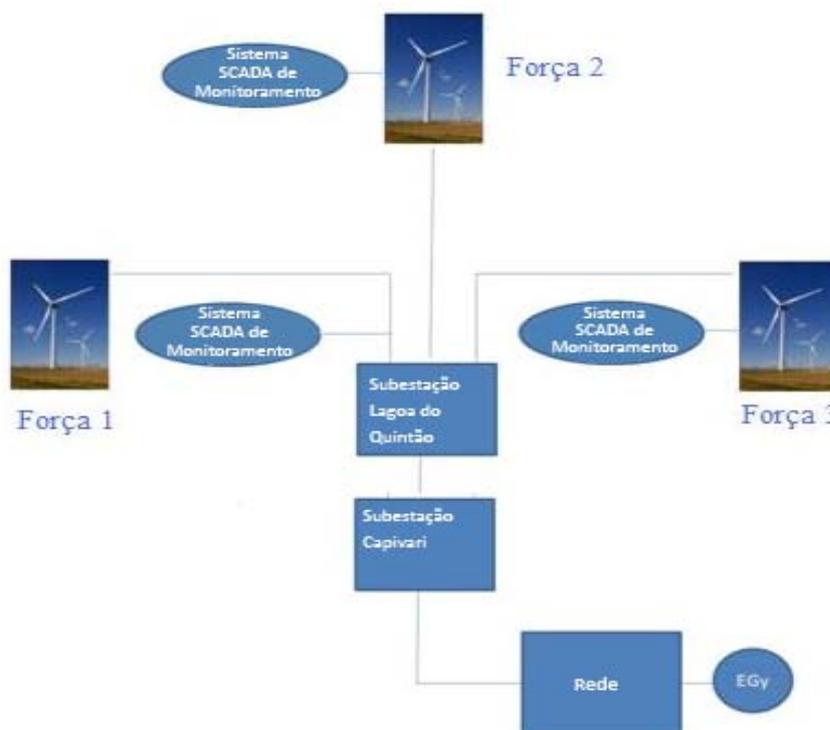


Figura 6 - Fluxograma dos dados de medição



3. Garantia e Controle da Qualidade

O proprietário do projeto manterá um medidor suplementar instalado em cada subestação (Capivari e Lagoa do Quintão) 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 Capivari, o qual está conectado diretamente à rede. Além disso, o parque eólico terá um medidor lacrado que será instalado na “subestação Lagoa dos Quintão”, conectado à subestação Capivari, 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 Capivari 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 local 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. Data de início da atividade do projeto

20/12/2011, data do leilão de energia¹⁶.

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

01/01/2016

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 PCGEF foram identificados e descritos em uma Avaliação do Impacto Ambiental (EIA) e em um Relatório do Impacto Ambiental (RIMA). Os documentos do EIA e do RIMA foram estudos exigidos para o licenciamento deste projeto de parque eólico de acordo com a Fundação Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM)¹⁷.

Estes estudos foram apresentados em março de 2011 à FEPAM. A FEPAM analisou, aprovou o EIA/RIMA e emitiu a Licença Preliminar (LP 894/2011-DL) em 16/08/2011. Esta licença vencerá em 15/08/2013.

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

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

¹⁶ 13º Leilão de Energia Nova

(<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=b02951aa0e383310VgnVCM1000005e01010aRCRD>)

¹⁷ Agência responsável pelo licenciamento ambiental no estado do Rio Grande do Sul.



Os impactos identificados no EIA/RIMA para a implementação do projeto concentram-se na fase da construção. A abertura de rodovias perturba o meio ambiente e a fauna terrestre. Conseqüentemente 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 medidas de mitigação de tais impactos, é adotada, principalmente, uma densidade mais baixa das turbinas eólicas e o uso de bandeiras apropriadas nas linhas de transmissão.

A Licença Preliminar (LP 894/2011-DL), antes de obter a Licença de Instalação, estabelece muitas condições e restrições, tais como:

- Deve haver áreas protegidas para conservação da fauna ameaçada, com atenção especial ao “Tuco-tuco”, “lagartixa-da-areia” e “sapo-da-areia”;
- Todos os WECs devem estar, no mínimo, a 300 metros de locais importantes para os pássaros: , áreas de pouso, para ninhos, descanso e alimentação;
- Deve ser mantida uma distância mínima de 1.000 m em áreas urbanas ou parcialmente urbanizadas, conforme definido pelas categorias de urbanização listadas no Artigo 12, § 1 e § 2 da Lei Estadual No. 10.116/94;
- A fauna deve ser monitorada pela metodologia e com esforços de acordo com o plano a ser aprovado pela FEPAM;
- Árvores e vegetação densa na área do projeto não podem ser cortadas de acordo com o Art. 38, Lei No. 9.519/92, que estabelece o Código Florestal do Estado do Rio Grande do Sul, e Decreto No. 36636 de 03/05/1996;
- A implementação das torres de geração de energia não pode resultar em mudanças do equilíbrio de sedimentos na área, e as técnicas de construção devem ser utilizadas para minimizar o impacto sobre a área;
- A base e o acesso às turbinas eólicas devem ser projetados para minimizar ao máximo a necessidade de ações para estabilização de dunas ou desvio de fluxos de água;
- Com relação aos impactos de ruídos, deve ser obedecida uma distância mínima de 400m das áreas residenciais, mas os limites estabelecidos pelas NBR 10.151/2000 e 10.152/2000 não podem ser excedidos nas medições de ruídos similares aos das turbinas eólicas que serão utilizadas no empreendimento;
- Deve ser garantido o acesso a oportunidades de emprego local geradas pela implementação e operação do empreendimento;
- Devem ser avaliadas as tecnologias e equipamentos disponíveis, visando a maximizar a produção e minimizar o número de estruturas.

Para obter a Licença de Instalação, a LP 894/2011-DL solicita muitos documentos e estudos, tais como plano ambiental básico, relatório final do monitoramento da fauna com um estudo de 12 meses sobre a caracterização de sombras e geotécnica do solo.

A tecnologia da ENERCON escolhida para o PCGEF minimiza o uso de lubrificantes (sem caixa de engrenagem) e o impacto do ruído (sem caixa de engrenagem, geometria das pás). Assim sendo, a tecnologia da ENERCON reduz o impacto ambiental.

Não haverá qualquer impacto transnacional resultante da construção e da operação do PCGEF. Todos os impactos relevantes ocorrem dentro das fronteiras brasileiras e foram mitigados para cumprir com as exigências ambientais para a implementação do projeto. Conseqüentemente, 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 PCGEF está em conformidade com todas as condições e restrições estabelecidas pela FEPAM.

D.2. Avaliação do impacto ambiental

O EIA/RIMA analisaram os potenciais impactos ambientais que poderiam ser gerados pelo PCGEF seguindo os recursos naturais: paisagem, flora, fauna, ruído, recursos hídricos e recursos históricos.

Ao examinar todos os impactos ambientais possíveis causados pela instalação do PCGEF (movimento do solo, poeira e ruído que podem afetar a fauna local), deve-se observar que o PCGEF também gera importantes benefícios tais como: diversificação da matriz energética brasileira, transferência de tecnologia, geração de empregos e desenvolvimento do turismo.

Planos completos de prevenção, remediação e monitoramento foram elaborados durante as fases de pré-construção do projeto e continuarão durante todas as fases subsequentes da construção e operação.

Durante a construção, os planos de monitoramento serão implementados em relação aos seguintes: fauna, águas subterrâneas, recuperação de áreas degradadas, erosão do solo, resíduos sólidos, bem como Supervisão Ambiental de toda a área do local.

Estes planos contribuirão para a prevenção, mitigação e recuperação dos impactos identificados no EIA.

Concluiu-se que o projeto é viável em termos legais, técnicos, ambientais e econômicos e que o PCGEF está em conformidade com a legislação ambiental atual e as medidas corretivas propostas de programas ambientais sugeridas pela FEPAM.

SECTION E. Consulta às partes interessadas locais

E.1. Solicitação de comentários de partes interessadas locais

De acordo com as Resoluções Número 1¹⁸, 4¹⁹ e 7²⁰ da Autoridade Nacional Designada Brasileira (CIMGC – Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima), os participantes do projeto deverão enviar cartas às partes interessadas locais 15 dias antes do início do período de validação, para receber comentários. Isso inclui:

- 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 27/12/2011 às seguintes partes interessadas envolvidas e afetadas pela atividade do projeto:

- *Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Palmares do Sul;*
- *Câmara dos Vereadores de Palmares do Sul;*
- *Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Palmares do Sul;*
- *Secretaria do Meio Ambiente do Estado do Rio Grande do Sul.*
- *Fórum Brasileiro das Organizações Não Governamentais e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento - FBOMS;*
- *Associação Comercial e Industrial de Palmares do Sul.*
- *Ministério Público Federal.*

¹⁸ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0002/2736.pdf (Art. 3º, II)

¹⁹ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0011/11780.pdf (Artº 5º, parágrafo único)

²⁰ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23744.pdf, acessado em 21/07/2008.



- Associações locais;
 - Rotary Club de Palmares do Sul;
 - Sindicato Rural do Palmares do Sul;

E.2. Sumário dos comentários recebidos

Nenhum comentário foi recebido.

E.3. Relatório considerando os comentários recebidos

Nenhum comentário foi recebido.

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
CEP	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 DO FAROL 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

Participante do Projeto 3:

Nome da Organização	VENTOS DO QUINTÃO 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

Contatos: Sr. Gustavo Dorregaray/Sr. Francisco Santo

Emails: gustavo.dorregaray@econergy.com.br / francisco.santo@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 para projetos com a mesma produção (+/- 50%)

Usina	Cidade	Capacidade instalada (kW)	Tipo de combustível	PROINFA ²¹	Projeto CDM ²²
Jari Celulose	Almeirim - PA	55.000	<i>Black liquor</i>	-	-
Lwarcel (Ex. Lençóis Paulista)	Lençóis Paulista - SP	38.000	<i>Black liquor</i>	-	-
Ipatinga	Ipatinga - MG	40.000	Gás de altos fornos	-	-
Alegrete	Alegrete - RS	66.000	Carvoeiro	-	-
Termo Norte I	Porto Velho - RO	68.000	Carvoeiro	-	-
Tambaqui	Manaus - AM	81.169	Carvoeiro	-	-
Ponta Negra	Manaus - AM	85.380	Carvoeiro	-	-
Cristiano Rocha	Manaus - AM	85.380	Carvoeiro	-	-
Charqueadas	Charqueadas - RS	72.000	Carvão	-	-
Daia	Anápolis - GO	44.440	Diesel	-	-
Xavantes Aruanã	Goiânia - GO	53.576	Diesel	-	-
Potiguar	Macaíba - RN	53.120	Diesel	-	-
São José	Manaus - AM	39.200	Diesel	-	-
Flores	Manaus - AM	99.550	Diesel	-	-
Potiguar III	Macaíba - RN	66.400	Diesel	-	-
Pau Ferro I	Igarassu - PE	102.600	Diesel	-	-
14 de Julho	Bento Gonçalves - RS	100.710	Hidro	-	-
Barra do Braúna	Laranjal - MG	39.000	Hidro	-	-
Caconde	Caconde - SP	80.400	Hidro	-	-

²¹ 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-DFE25AF92DED}&PageUID={ABB61D26-1076-42AC-8C5F-64EB5476030E}&BrowserType=IE&BrowserVersion=6> (Acessado em 28/12/2011).

²² Fonte: UNFCCC



Canoas I	Cândido Mota - SP	80.085	Hidro	-	-
Jurumirim (Armando Avellanal Laydner)	Cerqueira César - SP	100.956	Hidro	-	-
Queimado	Cristalina - GO	105.450	Hidro	-	-
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	-	-
Corumbá III	Luziânia - GO	95.520	Hidro	-	-
Monjolinho	Faxinalzinho - RS	74.000	Hidro	-	-
Caçu	Caçu - GO	65.000	Hidro	-	-
Barra dos Coqueiros	Cachoeira Alta - GO	90.000	Hidro	-	-
Salto do Rio Verdinho	Caçu - GO	93.000	Hidro	-	-
Engº José Luiz Muller de Godoy Pereira (Ex Foz do Rio Claro)	Caçu - GO	68.400	Hidro	-	-
Retiro Baixo	Curvelo - MG	82.000	Hidro	-	-
São José	Rolador - RS	51.000	Hidro	-	-
Santo Antônio	Porto Velho - RO	69.590	Hidro	-	-
Juiz de Fora	Juiz de Fora - MG	87.048	Gás natural	-	-
Termocabo	Cabo de Santo Agostinho - PE	48.000	Gás natural	-	-
Jaraqui	Manaus - AM	81.169	Gás natural	-	-
Manauara	Manaus - AM	85.380	Gás natural	-	-
Copesul	Triunfo - RS	74.400	Gás de processo	-	-
Alta Mogiana	São Joaquim da Barra - SP	60.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Colombo	Ariranha - SP	105.500	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	-	-
Santa Cruz AB (Ex.Ometto)	Américo Brasiliense - SP	86.400	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Rafard	Rafard - SP	50.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-



Vale do Rosário	Morro Agudo - SP	93.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
São José	Macatuba - SP	84.805	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	-	-
Santa Adélia	Jaboticabal - SP	42.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
São João da Boa Vista	São João da Boa Vista SP	70.000	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	-	-
Gasa	Andradina - SP	82.000	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	-	-
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	-	-
Santa Terezinha Paranacity	Paranacity - PR	46.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Santa Terezinha	Tapejara - PR	50.500	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	-	-
Santa Isabel	Novo Horizonte - SP	46.000	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	-	-
São José Colina	Colina - SP	50.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-



Usaciga	Cidade Gaúcha - PR	48.600	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Fartura	Mendonça - SP	39.400	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Quirinópolis	Quirinópolis - GO	80.000	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	-	-
Boa Vista	Quirinópolis - GO	80.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Cerradinho Potirendaba	Potirendaba - SP	40.200	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Angélica	Angélica - MS	96.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Cocal II	Narandiba - SP	80.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
LDC Bioenergia Lagoa da Prata (Ex.Louis Dreyfus Lagoa da Prata)	Lagoa da Prata - MG	40.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
LDC Bioenergia Rio Brillhante (Ex. Louis Dreyfus Rio Brillhante)	Rio Brillhante - MS	90.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
São Judas Tadeu	Jaíba - MG	56.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Equipav II	Promissão - SP	80.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Da Mata	Valparaíso - SP	40.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Porto das Águas	Chapadão do Céu - GO	70.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Santa Luzia I	Nova Alvorada do Sul - MS	80.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Conquista do Pontal	Mirante do Paranapanema - SP	60.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Caçú I	Caçu - GO	80.000	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	-	-
Unidade de Bioenergia Costa Rica	Costa Rica - MS	79.828	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	-	-
Caarapó	Caarapó - MS	76.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Santa Juliana	Santa Juliana - MG	88.000	Bagaço de cana de açúcar	-	-
Baldin	Pirassununga - SP	45.000	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	-	-
RN 15 - Rio do Fogo	Rio do Fogo - RN	49.300	Eólicas	Sim	Não
Volta do Rio	Acaraú - CE	42.000	Eólicas	Sim	Não
Alegria I	Guamaré - RN	51.000	Eólicas	Sim	Não
Praia Formosa	Camocim - CE	104.400	Eólicas	Sim	Não
Eólica Icarazinho	Amontada - CE	54.600	Eólicas	Sim	Sim
Parque Eólico Elebrás Cidreira 1	Tramandaí - RS	70.000	Eólicas	Sim	Não
Canoa Quebrada	Aracati - CE	57.000	Eólicas	Sim	Sim
Parque Eólico de Osório	Osório - RS	50.000	Eólicas	Sim	Sim
Parque Eólico Sangradouro	Osório - RS	50.000	Eólicas	Sim	Sim
Parque Eólico dos Índios	Osório - RS	50.000	Eólicas	Sim	Sim
Bons Ventos	Aracati - CE	50.000	Eólicas	Sim	Não

**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

1. Versão	2. Data	3. Natureza da revisão
4. 04,1	11/04/2012	Revisão editorial para modificar a linha 02 da versão no quadrinho histórico do Anexo 06 para o Anexo 06b.
04,0	EB 66 13/03/2012	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 15 26/07/2006	
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		