



**ORRMECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP-MDL)
Versão 5 - vigente a partir de 28 de julho de 2006**

ÍNDICE

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Utilização de uma metodologia da linha de base e de monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto/ período de crédito
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários das partes envolvidas

Anexos

Anexo 1: Informações para contato com os participantes da atividade do projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informação da linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto****A.1 Nome da atividade do projeto:****Nome:** Usina Eólica Dunas de Paracuru**Versão:** Versão 3.0**Data:** 12/11/2012**A.2. Descrição da atividade do projeto:**

O objetivo do projeto do parque eólico Dunas de Paracuru é gerar eletricidade usando uma fonte de energia limpa e renovável, o vento. A capacidade instalada é de 42 MW.

Antes do início da execução da atividade do projeto, não havia outras instalações na área onde o parque eólico será instalado. Essas terras não possuem nenhum uso específico.

A atividade do projeto proposto é a instalação de uma nova unidade/usina de energia renovável conectada à rede. De acordo com a metodologia ACM0002 versão 13.0.0, o cenário de referência é o seguinte:

A eletricidade entregue à rede¹ pela atividade do projeto seria gerada de outra forma pelo funcionamento de usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração, que se traduz nos cálculos da Margem Combinada na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico versão 02.2.1”.

O resultado principal do projeto é a redução de gases de efeito estufa (GEE), como resultado da diminuição da geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis que utilizam fontes renováveis para tais fornecidas ao Sistema Interligado Nacional.

O setor de geração de energia é uma das principais fontes responsáveis pelas emissões de GEE. A utilização de novas fontes limpas de energia limpas, como as usinas de energia elétrica eólica, deve ser levada em conta quando o assunto é a redução das altas emissões de GEE geradas pelo setor energético.

As usinas de energia eólica podem ser uma alternativa muito interessante em diversos países, mas têm que vencer obstáculos regulatórios, econômicos e técnicos para o seu desenvolvimento, incluindo a falta de incentivos significativos.

Contribuição para o desenvolvimento sustentável

Os projetos de MDL possuem, entre outros, o objetivo principal de ajudar o país anfitrião a atingir o desenvolvimento sustentável. Neste trabalho, o município de Paracuru será beneficiado com o projeto e contribuirá para o desenvolvimento sustentável da seguinte forma:

Sustentabilidade ambiental:

- A atividade do projeto utiliza recursos energéticos renováveis para a geração de eletricidade, que de outra forma teria sido gerada pela atual matriz energética (que inclui as usinas de queima de combustíveis fósseis), contribuindo para a redução de emissões de Dióxido de Carbono (CO₂).

¹ Neste caso, a rede é o Sistema Interligado Nacional.



- O impulso da sustentabilidade ambiental reduz a exploração e o esgotamento de recursos naturais, finitos e não renováveis como o carvão/gás natural.
- A atividade do projeto não gera nenhum impacto negativo significativo no ambiente.

Sustentabilidade Econômica e Social:

- Geração de empregos e melhoria de renda e das condições de trabalho da população na região; espera-se que o projeto crie empregos durante a fase de construção, que inclui a construção de estradas, de infraestrutura elétrica, a instalação de turbinas eólicas e a operação do parque eólico.
- A atividade do projeto também levará ao aumento da geração de energia eólica limpa, a partir de um parque eólico com fator de emissão de 0 tCO₂/MWh.

Desenvolvimento tecnológico

- A atividade de projeto instalará menos turbinas para a mesma potência total e, além disso, a instalação e a operação dessas turbinas levarão mais conhecimento e experiências para os trabalhadores da região.

O principal benefício econômico advindo da implementação do projeto será um considerável crescimento econômico na região de Paracuru, a principal razão deste crescimento econômico é porque haverá geração de novos postos de trabalho (Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. contratará moradores de região Paracuru) nas fases de construção (preparação do local, estradas), instalação (turbinas eólicas, linhas de transmissão, transformador, medidores) e operação (monitoramento da sala de controle, manutenção das turbinas eólicas) do parque eólico, além do crescimento no setor de serviços. Os empregos gerados estarão disponíveis para todos os setores de trabalhadores, empreiteiros e gerentes de projeto e engenheiros.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes no projeto (*) (se aplicável)	Indicar se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. (Empresa privada)	Não
Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda do Norte	CO ₂ Global Solutions International S.A (Empresa privada)	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar público o DCP-MDL na fase de validação, uma parte envolvida pode ou não dar sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é necessária a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

Tabela 1. Participantes do projeto

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:**A.4.1. Localização da atividade do projeto:****A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado/Província:

Ceará

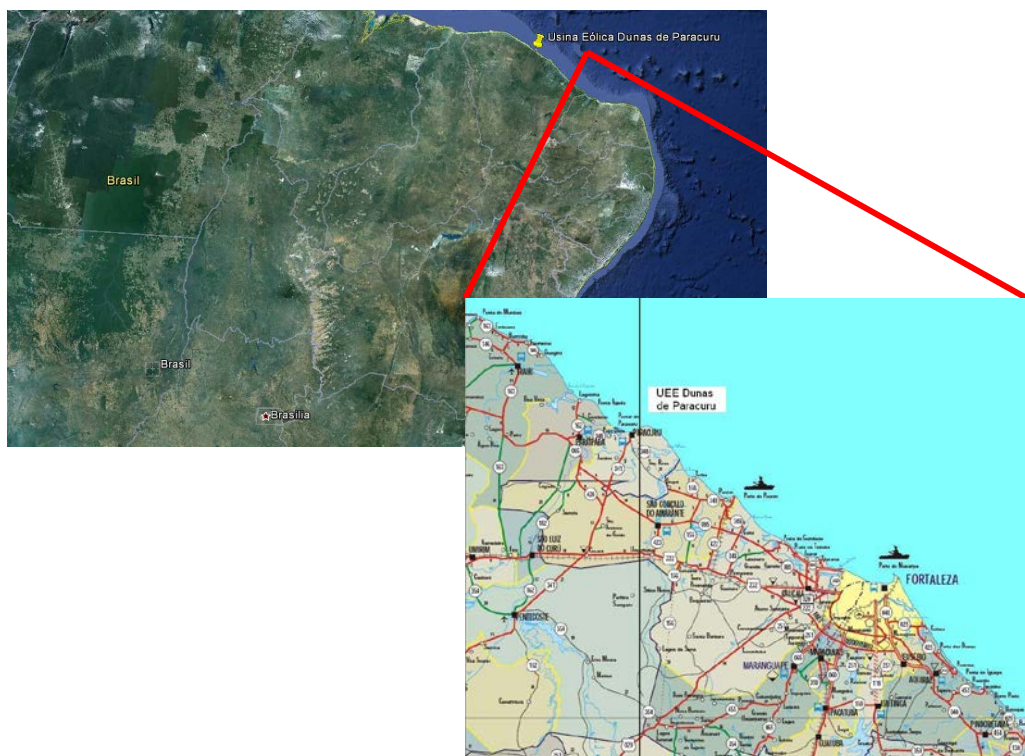
A.4.1.3. Cidade/Comunidade:

Paracuru

A.4.1.4. Detalhes da localização com as informações que permitam a identificação precisa dessa atividade de projeto (máximo de uma página):

O parque eólico se localizará na cidade de Paracuru:

- 3°26'17,9"S 38°58'56,3"O, Decimal (3,438306 S, 38,982306 O) - UTM (501965, 9619485)²

**Figura 1. Localização do Projeto**

² Diário Oficial da União, Portaria No. 657 de 22 de julho de 2010.

Disponível em: <http://www.jusbrasil.com.br/diarios/6913846/dou-secao-1-23-07-2010-pg-47/pdfView>

**A.4.2. Categoria(s) da atividade do projeto:**

Escopo setorial 1. Indústrias Energéticas (fontes renováveis - / não renováveis).

A.4.3. Tecnologia a ser utilizada pela atividade do projeto:

O cenário atual do Sistema Interligado Nacional é mostra que a energia gerada é produzida principalmente a partir de recursos renováveis e outra parte a partir de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural). Esse cenário é considerado como a linha de base e é considerado o mesmo cenário anterior ao início das atividades do projeto.

No cenário atual, a principal fonte das emissões de gases de efeito estufa são os combustíveis para as usinas, que consomem diferentes tipos de combustíveis fósseis (acima mencionados) para a produção de energia e, devido à crescente demanda de energia no Brasil, essas usinas continuarão a operar e a consumir mais combustível fóssil para atender a demanda de energia.

A fim de reduzir as emissões de gases de efeito estufa é necessário desenvolver novos projetos que gerem energia sem gerar emissões de gases de efeito estufa, como os projetos de energia que envolve a utilização de recursos renováveis (solar, hídrica, eólica).

Isso significa que essa atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (CO₂, consulte a seção B.3) devido à substituição da geração de energia com a utilização de fontes renováveis de energia (a maioria é considerada como tendo um fator de emissão de 0 tCO₂/MWh), diferentemente dos combustíveis fósseis (os principais produtores de gases de efeito estufa). A atividade do projeto gerará "energia limpa", que substituirá a energia gerada por combustíveis fósseis.

O projeto terá 42MW de capacidade total instalada de geração de energia anual esperada Com uma produção de 115.374 MWh; é fator de carga média de 31,36% é (2.747 horas equivalente)³ com uma vida útil mínima de 20 anos⁴⁵.

O fator de carga da usina foi determinado por um terceiro contratado pelo participante do projeto, o nome do terceiro é Barlovento Recursos Naturales⁶. A forma de calcular o fator de carga da usina planta é a seguinte:

A energia líquida gerada pela atividade do projeto foi calculada com base em uma curva de potência fornecida pelo fabricante das turbinas (Gamesa); os dados utilizados para o cálculo (a velocidade do

³ Estudo sobre Recursos Eólicos “Avaliação de Recursos Eólicos”. Parque Eólico Dunas de Paracuru (Brasil). Página 44.

⁴ Página da Internet do Wind Measurement International (Em Português, “Vento de Medição Internacional”). Os custos operacionais e de manutenção de turbinas de vento. Disponível em: <http://www.windmeasurementinternational.com/wind-turbines/om-turbines.php>

⁵ Serviços de operação e manutenção. Gamesa. Disponível em: <http://www.gamesacorp.com/en/gamesaen/lines-of-business/operation-and-maintenance-services/>

⁶ Estudo sobre Recursos Eólicos “Avaliação de Recursos Eólicos”. Parque Eólico Dunas de Paracuru (Brasil). Página 44.



vento, por exemplo) foram obtidos através de uma análise estatística usando a estatística de Weibull. O cálculo dos parâmetros foi realizado para cada das turbinas. Então, houve uma soma de todas as contribuições de cada turbina para obter a energia total. Finalmente, para obter a energia líquida produzida foram consideradas as perdas de energia devido à linha de transmissão e às incertezas. A energia produzida pelo parque eólico seria de 115.374 MWh.

O fator de carga da usina foi calculado considerando a relação entre a energia produzida a partir da usina eólica de acordo com o estudo dos recursos eólicos da Barlovento Recursos Naturales (115.374 MWh), e com o total de energia do parque eólico, com uma eficiência de 100% (367.920 MWh), cujo valor é de 31,36%.

O Projeto será equipado com G87-2MW fabricadas pela Gamesa. A escolha dessas turbinas se baseou em estudos de compatibilidade para as condições específicas de vento forte e constante que predominam no local do projeto e da região em geral, além dos critérios de manutenção e operacional.

A geração de energia por turbina será de 2000 kW.

Potência Total	42	MW
Turbina	Classe II-A	
Potência nominal por turbina	2,0	MW
Velocidade de partida e velocidade máxima do vento	9 -19	rpm
Quantidade de turbinas	21	-
Horas equivalentes anuais de funcionamento	2.747	hr
Comprimento da linha de transmissão	27	km
Tensão da linha de transmissão	69	kV
Produção anual	115.374	MWh
Fator de carga do plano	31,36	%
Diâmetro	87	M
Área varrida	5.945	m ²
Altura do cubo	78	m

Tabela 2. Características da usina

Para a implementação do projeto, foi selecionado um sistema composto de 21 turbinas Games G87 Classe II-A turbines, cada uma com capacidade de 2,0 MW selecionada. Todas as turbinas serão montadas em uma torre de aço de 78 m e terão um diâmetro de rotor de 87 m.

O projeto será interligado à Subestação de Umarituba, propriedade de “Companhia Energética do CEARÁ S.A.” (COELCE).

As turbinas para o projeto do Parque Eólico Dunas de Paracuru serão importadas pela Gamesa. Entretanto, as torres de aço e montagem dos elementos da nacelle serão realizadas no Brasil. Além dos benefícios devidos à geração de empregos, isto também aumentará o abastecimento da electricidade na região. Haverá grande fornecimento de eletricidade, que pode igualar a demanda na região, resultando em um aumento na economia da região devido à venda de eletricidade e as obras geradas devido ao desenvolvimento do projeto.



Além disso, uma nova infraestrutura elétrica será construída, o que melhorará a rede energética da região e os empregos gerados devido ao desenvolvimento do projeto. Com estes pontos pode-se ver que a contribuição do projeto para a região de Paracuru será positivo devido ao conhecimento e experiência do Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. no desenvolvimento deste tipo de projeto.

A.4.4 Estimativas de redução de emissões durante o período de crédito escolhido:

O período de crédito será de 7 anos 0 meses e serão renovado duas vezes. O período de crédito se inicia no dia 1º de julho de 2012 com um total de redução das emissões de 318.276 toneladas de CO₂.

Ano	Estimativa anual de redução de emissões em toneladas de CO ₂ e
2012	22.734
2013	45.468
2014	45.468
2015	45.468
2016	45.468
2017	45.468
2018	45.468
2019	22.734
Total da estimativa de redução (toneladas de CO₂ e)	318.276
Número total de anos de crédito	7 anos
Média anual das estimativas de redução durante o período de crédito (toneladas de CO₂ e)	45.468

Tabela 3. Redução de emissão

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Não será utilizado nenhum financiamento público neste projeto.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e de monitoramento**B.1. Nome e referência da metodologia da linha de base e de monitoramento aprovada utilizada à atividade do projeto:**

Para a atividade do projeto, a metodologia de linha de base aprovada para ser utilizada é a ACM0002 Versão 13.0.0, uma metodologia de linha de base adequada para geração de eletricidade em redes interligadas a partir de fontes renováveis.

Essa metodologia também trata das últimas versões aprovadas das seguintes ferramentas:

- Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico (versão 02.2.1);
- Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade (versão 06.0.0);
- Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade (versão 3.0.1);
- Ferramenta para as emissões e a perda de CO₂ proveniente da queima de combustíveis fósseis (versão 2).

**B.2 Justificativa da escolha da metodologia e os motivos de sua aplicabilidade à atividade do projeto:**

A metodologia ACM0002 versão 13.0.0 é aplicável nos seguintes casos⁷:

“Atividades do projeto de geração de energia renovável conectada à rede instala uma nova usina em um local onde não havia usina de energia renovável antes da execução da atividade do projeto (usina nova)”

A atividade do projeto proposto envolve a instalação de uma nova usina para geração de energia renovável que será conectada à Sistema Interligado Nacional.

“A atividade do projeto é a instalação, acréscimo de capacidade, retroajuste ou substituição de uma usina/unidade de energia de um dos seguintes tipos: Usina/unidade hidrelétrica (com um reservatório a fio d'água ou um reservatório de acumulação), usina/unidade de energia eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade de energia solar, usina/unidade de energia das ondas ou usina/unidade de energia das marés.”

A atividade do projeto consiste na instalação de uma instalação unidade de energia eólica, portanto, a atividade de projeto está em conformidade com a condição de aplicabilidade.

“No caso de adições, retroajustes ou substituições de capacidade (exceto para projetos de adição de capacidade de energia das ondas, eólica, solar ou das marés que usam a Opção 2: página 11 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a usina já existente entrou em operação comercial antes do início de um período de referência histórico mínimo de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção de emissão da linha de base, e nenhuma expansão da capacidade ou retroajuste da usina foram feitos entre o início desse período de referência histórico mínimo e a implementação da atividade de projeto.”

A atividade do projeto consiste na instalação de uma nova planta de energia eólica, portanto, a última condição de aplicabilidade não se aplica porque a atividade de projeto não consiste em uma adição de capacidade, retrofit ou substituição.

“No caso de usinas hidrelétricas:

- *Deve ser aplicada uma das seguintes condições:*
 - o *A atividade do projeto é implementada em um reservatório única ou múltipla existente, sem alteração do volume do reservatório.*
 - o *A atividade do projeto é implementada em um reservatório única ou múltipla existente, onde o volume do reservatório é aumentado e a densidade de potência da atividade do*

⁷ CQNUMC-MDL. ACM0002: Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade em rede a partir de fontes renováveis. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/C505BVV9P8VSNNV3LTK1BP3OR24Y5L>



projeto, de acordo com as definições apresentadas na seção de Emissões do Projeto, é superior a 4 W/m²

- o *A atividade de projeto resulta em novos único ou múltiplos reservatórios e a densidade de potência da usina, de acordo com as definições apresentadas na seção de Emissões do Projeto, é superior a 4 W/m².*

Esta condição é aplicável no caso de uma hidrelétrica, por isso, essa condição não se aplica a essa atividade de projeto.

“No caso de usinas hidrelétricas que utilizam diversos reservatórios, em que a densidade de potência de qualquer um dos reservatórios é inferior a 4 W/m², devem ser aplicadas as seguintes condições:

- A densidade de potência calculada para o projeto inteiro usando a equação 5 é maior que 4 W/m².*
- Diversos reservatórios e usinas hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetadas em conjunto para funcionar como um projeto integrado, que constituem coletivamente a capacidade de geração da usina combinada.*
- O fluxo de água entre os diversos reservatórios não é utilizado por nenhuma outra usina hidrelétrica que não seja uma parte da atividade do projeto.*
- A capacidade instalada total das usinas, que são acionadas pela água dos reservatórios com a densidade de potência inferior a 4 W/m², é menor que 15 MW.*
- A capacidade instalada total das usinas, que são acionadas pela água dos reservatórios com a densidade de potência inferior a 4 W/m², é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir dos diversos reservatórios”.*

Esta condição é aplicável no caso de uma usina hidrelétrica. Por isso, essa condição não se aplica a esta atividade de projeto.

A metodologia não é aplicável no seguinte caso:

“Atividades do projeto que envolve a mudança de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia no local da atividade de projeto, já que, neste caso, a linha de base pode ser o uso contínuo de combustíveis fósseis no local.”

“Usinas de energia de biomassa.”

“Usinas hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes, onde a densidade de potência da usina é inferior a 4 W/m²”.

A atividade de projeto consiste na instalação de uma capacidade que usa o vento para gerar eletricidade. Com isso, é demonstrado que a atividade de projeto não envolve o uso de combustíveis fósseis, não é uma usina termelétrica ou uma usina hidrelétrica.

B.3. Descrição das fontes e dos gases incluídos nos limites do projeto



De acordo com a indicação na metodologia ACM0002 Versão 13.0.0, o limite do projeto cobrirá todas as emissões de CO₂ provenientes da produção de eletricidade com combustíveis fósseis, conectado ao Sistema Interligado Nacional SIN, que serão deslocadas devido à atividade de projeto.

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ provenientes da produção de eletricidade com combustíveis fósseis que serão deslocadas devido à atividade de projeto.	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissão. Todas as usinas interligadas à Sistema Interligado Nacional- SIN estão incluídas.
		CH ₄	Não	Pequena fonte de emissão.
		N ₂ O	Não	Pequena fonte de emissão.
Atividade do Projeto	Para as usinas de energia geotérmica, as emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	CO ₂	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		CH ₄	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		N ₂ O	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
	Emissões de CO ₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em usinas termo solares e usinas de energia geotérmica.	CO ₂	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		CH ₄	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		N ₂ O	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		CH ₄	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		N ₂ O	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.

Tabela 4. Fontes e dos gases incluídos nos limites do projeto

O diagrama de fluxo do projeto é mostrado a seguir:

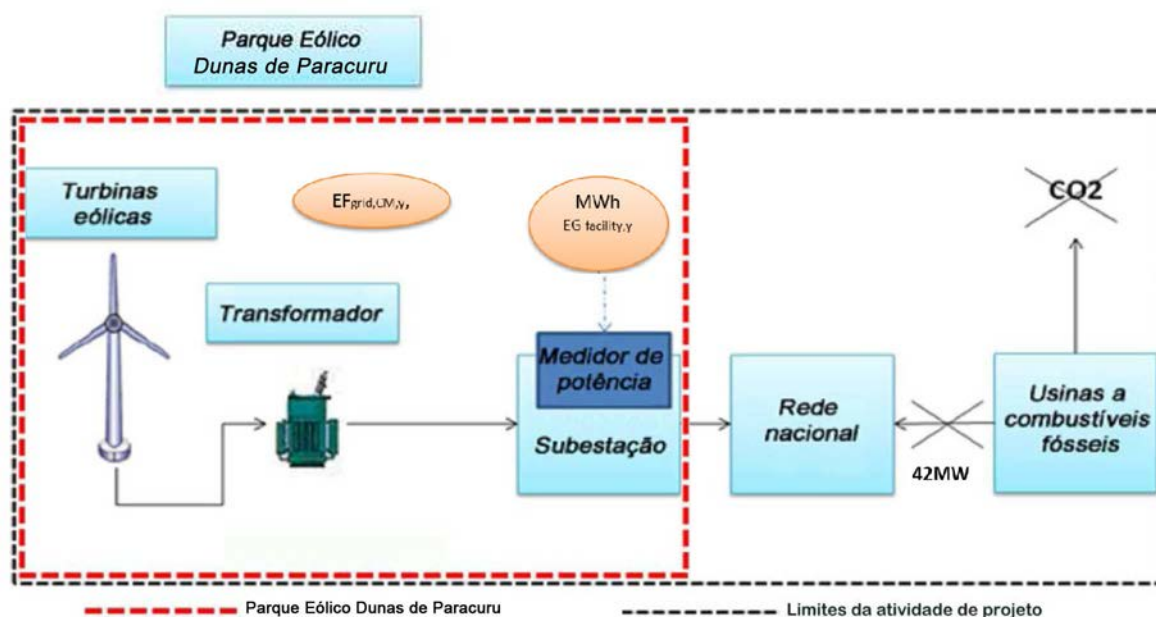


Figura 2. Esquema do fluxo do projeto

B.4. Descrição de como o cenário de linha de base é identificado e a descrição do cenário de linha de base identificado:

Na ausência do projeto, a eletricidade continuaria a ser gerada pela mescla de geração existente, que já opera na rede.

A atividade do projeto é a “instalação de uma nova usina de energia renovável conectada à rede”. Portanto, de acordo com ACM0002/ Versão 13.0.0, o cenário da linha de base é que a eletricidade entregue à rede pela atividade do projeto seria gerada de outra forma pelo funcionamento de usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração, que se traduz nos cálculos da Margem Combinada na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico versão 02.2.1”.

A linha de base é a eletricidade que seria gerada pelas usinas em funcionamento conectadas ao Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Em termos de acréscimo de novas energias ao sistema, o último Balanço Energético Nacional⁸ demonstra que a capacidade instalada no Brasil cresceu 10% no período 2009-2010 para 509,2 TWh. Em torno de 74% do fornecimento de eletricidade são provenientes de energia hidráulica e 16,4% de fontes térmicas⁹. A fonte de energia eólica compõe 0,4% do fornecimento de eletricidade.

⁸ Balanço Energético Nacional 2011. Página 15. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>

⁹ O valor de 16,4% inclui as energias produzidas por: Gás natural (6,8%), óleos (3,6%), carvão (1,3%) e biomassa (4,7%) publicados no Balanço Energético Nacional 2011, o gráfico 1.1, página 16, disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>.

O projeto reduzirá as emissões antrópicas de GEE por meio do fornecimento de energia com emissão zero de GEE, que substituirá a produção de energia elétrica convencional. Com base em estatísticas e projeções oficiais, é possível concluir que a eletricidade que seria gerada na ausência do projeto é a mesma das fontes atuais da rede, incluindo as usinas de combustíveis fósseis. Espera-se que o Projeto reduza um total de 318.276 tCO₂ no período de crédito de sete anos, de acordo com descrição adicional neste documento.

A tabela a seguir mostra a previsão oficial do setor elétrico brasileiro¹⁰.

Potência (MW)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidrelétrica	84.736	86.741	88.966	89.856	94.053	98.946	104.415	109.412	111.624	115.123
Pequenas centrais hidrelétricas (PCH)	4.201	4.230	4.376	4.633	4.957	5.187	5.457	5.737	6.047	6.447
Urânio	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
Óleo Combustível	3.744	5.172	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790
Gás natural	9.384	10.184	11.309	11.309	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659
Óleo diesel	1.497	1.471	1.471	1.471	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121
Carvão mineral	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
Biomassa	5.444	6.272	6.681	7.053	7.353	7.653	8.003	8.333	8.703	9.163
Gás de processo	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
Eólica	1.283	3.224	5.272	6.172	7.022	7.782	8.682	9.532	10.352	11.532
Total	115.467	123.192	132.763	135.182	140.853	148.441	155.430	161.887	165.779	171.138

Tabela 5. Capacidade energética por fonte no período de 2010 a 2019

As usinas de energia eólica serão 6,73% da potência total instalada no sistema energético brasileiro em 2020 e 2,61% em 2012, ano da primeira fase de funcionamento (não incluindo a capacidade energética da atividade do projeto proposto), de acordo com estimativas de planejamento a longo prazo. Dessa forma, a energia produzida a partir deste projeto terá impacto nulo sobre os cálculos da linha de base. O sistema energético brasileiro será baseado principalmente em usinas hidro e termelétricas. A estimativa percentual de energia hidrelétrica atingirá 71,03% em 2020.

Deve-se também notar que é bastante improvável que a contribuição da energia eólica ao sistema de geração aconteça se estas usinas não receberem algum tipo de apoio financeiro direto ou indireto na forma, por exemplo, de RCE (Redução Certificada de Emissão) para projetos de MDL.

Depois de levar em consideração todos os fatores envolvidos na geração de eletricidade do Brasil, a geração de eletricidade a partir das diversas usinas (renováveis e não renováveis) é identificada como o cenário de linha de base.

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de GEE por fontes são reduzidas abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade do projeto de MDL registrado (avaliação e demonstração da adicionalidade):

¹⁰ EPE – “Plano Decenal de Expansão de Energia 2019”, tabela 50, página 81. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>

**Cronograma de eventos do projeto**

Data	Evento	Suporte/Referência
02/10/2007	Constituição oficial da Ventos Brasil Comércio e Representações S.A.	Estatuto Social da empresa certificado pela Junta Comercial do Estado do Ceará
16/04/2009	Data em que o projeto obteve a Licença Ambiental Preliminar	Cópia da Licença emitida pela SEMACE (Secretaria Estadual do Meio Ambiente)
14/12/2009	Data em que o projeto parque eólico Dunas de Paracuru venceu o Leilão Nacional de energias alternativas nº 03/2009 conduzido pela ANEEL	Cópia do documento publicado pela CCEE, que mostra os resultados do Leilão Nacional N° 03/2009 http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/2%20Reserva/Resultado_Completo_2_LER.pdf
12/01/2010	A CO2 Solutions enviou a Consideração prévia de MDL do projeto Dunas de Paracuru à CQNUMC	Cópia do e-mail: neste e-mail a CO ₂ Solutions enviou a Consideração Prévia do MDL para a CQNUMC.
12/01/2010	A UNFCCC confirmou o recebimento da Consideração Prévia de MDL	Cópia do e-mail: neste e-mail a CQNUMC confirmou o recebimento da Consideração Prévia do MDL para a CO ₂ Solutions.
13/01/2010	A CO ₂ Solutions enviou a Consideração prévia de MDL do projeto do Parque Eólico Dunas de Paracuru à AND brasileira (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima)	Cópia do e-mail: neste e-mail a CO ₂ Solutions enviou a Consideração Prévia do MDL para a Comissão Interministerial para a Mudança Global do Clima.
25/01/2010	Recebimento da aprovação para a geração e comercialização de energia pela ANEEL	Cópia da autorização publicada pela ANEEL. http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Relatorio%20Habilita%C3%A7%C3%A3o-Leil%C3%A3o%20LER_25-1-2010_Final_.pdf
30/09/2010	Assinatura do contrato de turbina eólica com a Gamesa. Representa um dos principais custos de investimento do projeto. (Data inicial da atividade de projeto)	Cópia do contrato entre o PP e a Gamesa.
30/08/2011	Data em que o projeto obteve a renovação da licença prévia para a SEMACE (N° 22/2011)	Cópia da Licença emitida pela SEMACE (Secretaria Estadual do Meio Ambiente)
26/09/2011	Data em que o projeto obteve a Licença de Instalação para o acesso ao parque eólico e instalação de subestação (N° 505/2011 e 506/2011)	Cópia da Licença emitida pela SEMACE (Secretaria Estadual do Meio Ambiente)



08/11/2011	Data em que o projeto obteve a Licença de Instalação para o projeto do parque eólico (nº 428/2011)	Cópia da Licença emitida pela SEMACE (Secretaria Estadual do Meio Ambiente)
28/11/2011	Data em que o projeto obteve a Licença de Instalação para a linha de transmissão (nº 471/2011)	Cópia da Licença emitida pela SEMACE (Secretaria Estadual do Meio Ambiente)

Tabela 6. Linha do tempo da atividade de projeto

Esses acontecimentos demonstraram que a Consideração do MDL foi feita desde os primeiros passos do desenvolvimento do projeto, e a Consideração Prévia do MDL foi enviada antes da data de início da atividade de projeto. Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. sempre considerou o MDL como um apoio econômico extra para enfrentar a maior barreira econômica do desenvolvimento de um parque eólico (isto será demonstrado na análise de investimentos).

Análise da adicionalidade do projeto

Os incentivos da MDL seriam um complemento perfeito para a energia eólica no Brasil. Esta afirmação baseia-se no fato que projetos de parques eólicos recentes estão sendo desenvolvidos no Brasil como projetos MDL, então se pode concluir que a energia eólica não é uma proposta particularmente atraente no cenário “negócios como de costume”.

Para demonstrar a sua adicionalidade, tem sido utilizada a “*Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade versão 06.0.0*” aprovada, seguindo todas as etapas. Essas etapas demonstrarão que a atividade do projeto não é o cenário de linha base.

Etapa 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto adequadas às leis e regulamentos

Definição de cenários alternativos para a atividade do projeto que poderiam ser utilizados se o projeto não atingir o seu status operacional.

Subetapa 1a. Definir alternativas à atividade do projeto

A atividade do projeto é a produção de energia sem emissões que será exportada para a Sistema Interligado Nacional (SIN).

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” versão 06.0.0, no quarto parágrafo:

“As atividades do projeto a que se aplica essa ferramenta no contexto da metodologia consolidada aprovada ACM0002, só precisam identificar se há pelo menos uma alternativa credível e viável que seria mais atraente do que a atividade de projeto proposta”

Essa alternativa credível e viável é:

1. A continuação da situação atual: Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. não implementa o projeto e seus clientes continuarão comprando a energia do Sistema Interligado Nacional.



Este cenário consiste na continuação das práticas atuais, que são o uso de fontes de eletricidade usuárias intensas de carbono no sistema isolado, e a não implementação da atividade de projeto proposta como refletida nos cálculos marginais combinados. Essa alternativa é considerada o cenário da linha de base

A ANEEL também realiza leilões do direito de construção de usinas hidrelétricas. Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. foi criada com o objetivo específico de geração de eletricidade utilizando um parque eólico; o parágrafo seguinte apoia o objetivo social da Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. de acordo com seu contrato social:

Artigo 3º A sociedade tem por objeto social: Assessoria e Consultoria, Exploração de Atividades Relacionadas á energia eólica; representação, exportação, importação e comercialização de matérias eólicas, solar ou energias renováveis, investigação e implantação de parque eólico, assessoria técnica e empresarial ligado a energia eólica a energias renováveis, geração e produção de energia elétrica proveniente de fontes solares e eólica.

Embora a alternativa de construção de uma usina hidrelétrica seja coerente com a regulação da ANEEL, não corresponderá à finalidade da Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. Portanto, esta opção não é considerada porque não é uma opção realista para o projeto.

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

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela nomeação dos produtores independentes de energia elétrica. Portanto, em 25 de Janeiro de 2010 o projeto Dunas de Paracuru recebeu aprovação para a produção e comercialização de eletricidade proveniente de geradores eólicos (Processo nº 48500.002227/2009-21).

A licença de instalação deve ser processada antes de o trabalho de construção ser iniciado. Neste caso, o Superintendência Estadual do Meio Ambiente cedeu licenças temporárias relacionadas ao parque eólico Dunas de Paracuru:

- Licença de Instalação Nº 505/2011- DICOP-GECON: Esta é a autorização para implantar as vias de acesso ao parque eólico. Obtida em 26/09/2011
- Licença de Instalação Nº 506/2011- DICOP-GECON: Esta é a autorização para implantar a subestação de 34,5/69 kV. Obtida em 26/09/2011
- Licença de Instalação Nº 428/2011 - DICOP-GECON: Esta é a autorização para implantar o projeto do Parque Eólico Dunas de Paracuru de 42 MW com 21 turbinas eólicas de 2,0 MW cada uma. Obtida em 08/11/2011.
- Licença de Instalação Nº 471/2011-DICOP-GECON: Esta é a autorização para implantar a linha de transmissão do projeto, que irá se conectar a subestação de Umarituba. Obtida em 28/11/2011

Atividade de projeto está em conformidade com os regulamentos das seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Superintendência Estadual do Meio Ambiente (SEMACE) e do Conselho Executivo do MDL.

Com esta informação, pode-se concluir que a alternativa é uma opção viável que satisfaz a legislação.

Etapa 2. Análise de investimento

Subetapa 2a. Determinar o método de análise adequado

De acordo com as “Ferramentas para a demonstração e avaliação da adicionalidade”, são sugeridos três métodos de análise: análise simples de custos (opção I), análise de comparação de investimentos (opção II) e análise de índice referencial (opção III).

Como a atividade do projeto gera outras rendas além dos créditos de carbono devido à venda de energia elétrica, não pode ser utilizada a análise simples de custos (opção I).

O método de análise de comparação (opção II) é aplicável aos projetos cujas alternativas são também projetos de investimento. Somente nesta base, pode ser realizada a análise de comparação. O cenário alternativo da linha de base do projeto é a rede elétrica do Sistema Interconectado Nacional, em vez de novos projetos de investimento. Por isso, a opção II não é um método adequado para o contexto de tomada de decisão. Análise de taxa de referência (opção III) foi selecionada para esta atividade do projeto.

Subetapa 2b. Opção III. Utilizar análise de taxa de referência

Para a análise de taxa de referência (benchmark), a TIR (Taxa Interna de Retorno) é considerada o indicador mais adequado para o tipo de projeto. Será utilizada a TIR do projeto, pois inclui todos os fluxos de entrada e de saída de caixa.

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” (versão 06.0.0), a opção (a) foi utilizada para determinar a taxa de desconto e o taxa de referência utilizado para a análise de taxa de referência.

(a) taxas de títulos do governo, acrescidas de um prêmio de risco adequado para refletir o investimento privado e/ou o tipo de projeto, comprovados por um perito financeiro independente ou documentado por dados financeiros disponíveis publicamente;

Para estimar uma taxa de descontos adequada para avaliar a viabilidade financeira da atividade do projeto foi considerado:

- Taxas de títulos do governo: Neste caso foram usados os Títulos Governamentais Brasileiros-BRL-2028. Esse bônus foi emitido vários em diversos anos:
 - Global BRL 2028: Quarta emissão do título BRL-2028; este título foi emitido em junho de 2010, com uma maturidade de 21 anos e um rendimento de 8,626%¹¹.
- Prêmio de risco: Obtido a partir do último documento emitido em fevereiro de 2010. O valor patrimonial prêmio de risco para o Brasil é de 6,44%¹².

¹¹ Tesouro Nacional Dívida Mobiliária Externa. Disponível em:

http://www.tesouro.fazenda.gov.br/divida_publica/downloads/soberanosinternet.xls

¹² Aswath Damodaran, Escola de Negócios. Prêmios de risco de capital (ERP): Determinantes de estimação, e Implicações - A edição de 2010. Página 50 e 51.

Disponível em: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/pdfiles/papers/ERP2010.pdf>

- Risco tecnológico: No Brasil não existem informações confiáveis disponíveis sobre valores de prêmio de risco tecnológico relacionadas a projetos de energia eólica/renovável. Portanto, numa abordagem conservadora, este risco não foi considerado no valor de referência.

Do exposto acima, o valor de referência deve ser de 15,066%. Este valor será comparado com o TIR do projeto para demonstrar a adicionalidade do projeto.

Subetapa 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

A decisão de investimento da atividade do projeto é considerada como igual à data de início da atividade do projeto, relacionado com a assinatura do contrato das turbinas eólicas com a Gamesa (30/09/2010).

Os dados relevantes considerados para a análise são:

- Receitas provenientes da venda de energia: Essas receitas são calculadas levando em conta a energia que será vendida à rede e os preços que serão cobrados por essa energia. Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. venderá a energia gerada a um preço de R\$ 149,96/MWh.
- Taxa média de câmbio do Euro: 1,72022 USD/€
- Taxa média de câmbio do Euro: 2,24759 R\$/€
- Taxa média de câmbio do Real: 1,3067 R\$/USD
- Gastos de capital: 142.674.787,40 R\$.
- Custos de operações e de manutenção de custos (O&M): 2% do investimento total (ano 1-6) e 5% do investimento total (ano 7-20)¹³.
- Custo de transmissão: 5,913 R\$/kW-mês (Este custo pode variar a cada ano de acordo com declaração ANEEL).
- Custo do aluguel da terra: 1,5% da renda
- Inflação: A inflação é baseada na média fornecida pelo Banco Central do Brasil de 4,5%¹⁴.

De acordo com o Banco de Desenvolvimento (BNDES) menciona que a relação dívida / capital próprio é: dívida de 80%, e equidade de 20%. A informação da taxa de juros foi de obtida a partir de uma estrutura de banco padrão: 14 anos e taxa de juros 7,36%¹⁵

O fluxo de caixa da Usina Eólica Dunas de Paracuru mostra que a TIR para o desenvolvimento da atividade do projeto com e sem a consideração das receitas de RCE foram os seguintes:

Cenário	TIR do projeto
Sem as receitas de RCE	8,03 %

Tabela 7. TIR do projeto

¹³ Wind Energy- The facts. Costs and prices

http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_2.pdf

¹⁴ Banco Central do Brasil. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/?SISMETAS>

¹⁵ Inclui 6% de taxa de juros de longo prazo (TJLP)

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/produtos/download/tjlp.pdf

0,9 % Remuneração Básico + 0,46% Remuneração de Risco.

Os cálculos da TIR mostram claramente que a TIR da atividade do projeto (8,03%) está abaixo do taxa de referência financeira escolhida (15,066%), demonstrando que o lucro líquido das vendas de energia elétrica não é suficiente para justificar e superar os investimentos necessários.

O resultado da análise mostra que o TIR do projeto é menor do que a taxa de referência brasileira, portanto, o projeto sem os incentivos do MDL não oferece atrativos financeiros. Após a obtenção dos incentivos financeiros de MDL no fluxo de caixa do projeto, a TIR do projeto aumentará.

Por outro lado, se o registro do MDL é obtido, a TIR para a atividade do projeto, que leva em conta as receitas provenientes das vendas de RCEs aumentará. Mesmo que esse valor de TIR não seja alto o suficiente para atingir a taxa de referência, a contribuição ambiental e desenvolvimento sustentável para o país ea imagem derivada e os benefícios econômicos que Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. em consequência do registro da atividade de projeto como um projeto de MDL, será um incentivo importante para a implementação do projeto.

Esta seção nos permite concluir que o projeto considerado como uma atividade do projeto de MDL e os consequentes benefícios e incentivos advindos das receitas de RCE aliviarão ou superarão os obstáculos financeiros descritos.

Subetapa 2d. Análise de sensibilidade

O principal impulsionador da realização de uma análise de sensibilidade seria o preço de tCO₂ nos mercados organizados. O aumento da TIR para cenários com preços diferentes de tCO₂:

	Preço de tCO ₂ (US\$/tCO ₂)				
	5	10	15	20	25
TIR	8,20%	8,37 %	8,54 %	8,70 %	8,87%
Aumento da TIR do projeto	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%

Tabela 8. Aumento da TIR com diferentes cenários.

Outros indicadores como o investimento total, os preços da energia elétrica, operação e manutenção (O&M) e custos de transmissão foram selecionados para a análise de sensibilidade, esses indicadores financeiros oscilaram dentro da faixa de -10% a +10%.

Nas Orientações sobre a Avaliação da Análise de Investimentos versão 5, parágrafo 20, consta o seguinte:

Apenas as variáveis, incluindo o custo do investimento inicial, que constituem mais de 20% de qualquer custo total do projeto ou receitas totais do projeto, devem ser submetidas a uma variação razoável (todos os parâmetros que variaram não têm necessariamente de serem submetidos a ambas as variações positivas e negativas de mesma magnitude).

Para o último parágrafo, concluímos as seguintes variáveis na análise de sensibilidade:

- Investimento: O parágrafo menciona que o custo do investimento deve ser incluído na análise de sensibilidade.

- O&M: Este custo representa mais de 40% do custo total, o que está em conformidade com o parágrafo da Ferramenta.
- Custo da transmissão: Este custo representa mais de 25% do custo total, o que está em conformidade com o parágrafo da Ferramenta.
- Preço de venda: O parágrafo menciona que a receita total deve ser incluída na análise de sensibilidade, as receitas dependem diretamente do preço de venda de energia elétrica, por esse motivo esta variável é considerada na análise de sensibilidade.

Investimento total	-10%	-5%	5%	10%
TIR do projeto	11,28%	9,59 %	6,58%	5,23 %
Preços da energia elétrica	-10%	-5%	5%	10%
TIR do projeto	4,53 %	6,30 %	9,72%	11,41 %
O&M	-10%	-5%	5%	10%
TIR do projeto	8,94 %	8,49 %	7,56 %	7,09 %
Custo de transmissão	-10%	-5%	5%	10%
TIR do projeto	8,39 %	8,21 %	7,85 %	7,67 %

Tabela 9. Parâmetros Financeiros.

Concluindo, o projeto está de acordo com os requerimentos desta etapa e foi demonstrado que a atividade do projeto é adicional. Esta conclusão é suportada pelo seguinte:

- O TIR do projeto sem as receitas de RCE (8,03%) é inferior ao taxa de referência (15,066%).
- Na análise de sensibilidade as variáveis de maior impacto no TIR do projeto são o preço da eletricidade e o investimento. Entretanto, fica claramente demonstrado que no cenário mais otimista, quando o preço da eletricidade aumenta em 10%, o TIR do projeto só aumenta para 11,41%, que é inferior ao taxa de referência. Por esta razão, fica demonstrada a adicionalidade do projeto.

Em resumo, o desenvolvimento da atividade do projeto sem o incentivo de CER (alternativa 1, Subetapa 1-A) não é uma alternativa de investimento viável. Com base na última conclusão sobre a análise de investimento (etapa 2), a adicionalidade da atividade do projeto é fácil de ser vista e verificada.

Etapa 3. Análise de barreiras

N/A

Etapa 4. Análise das práticas comuns

A análise prática comum foi feita de acordo com as orientações sobre as Práticas Comuns, versão 01.0.

As etapas da análise de prática comum são as seguintes:

Etapa 1: Calcular o intervalo de saída aplicável como +/- 50% da saída do projeto ou da capacidade da atividade do projeto proposto.



A capacidade da atividade de projeto é de 42 MW. Portanto, o intervalo de saída aplicável é 21-63 MW. Esse parâmetro será aplicado nas seguintes etapas.

Etapa 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que produzem o mesmo resultado ou capacidade, dentro da faixa de saída aplicável calculada na Etapa 1, como a atividade de projeto e começaram a operação comercial antes da data de início do projeto. Perceba os números N_{all} . As atividades de projeto MDL registradas não devem ser incluídas nesta etapa.

As usinas de energia do SIN que possuem uma capacidade de produção dentro da faixa de 21-63 MW são 237, portanto, $N_{all} = 237$.

Etapa 3: dentro das usinas identificadas na Etapa 2, identifique aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade do projeto proposto. Perceba os números N_{diff} .

Das 237 usinas, 208 possuem uma tecnologia diferente da utilizada na atividade do projeto proposto. Portanto, $N_{diff} = 208$.

Etapa 4: Calcule o fator $F = 1 - N_{diff}/N_{all}$ representando as usinas com tecnologia semelhante à tecnologia utilizada na atividade do projeto em todas as usinas que fornecem o mesmo resultado ou capacidade da atividade do projeto proposto.

De acordo com as últimas etapas, o cálculo do Fator F é o seguinte:

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

Onde:

$$N_{all} = 237$$

$$N_{diff} = 208$$

Portanto, $F = 1 - (208/237)$.

De acordo com o “Guia de Práticas Comuns” versão 01.0, se o valor do fator F é maior que 0,2 e a diferença entre N_{all} e N_{diff} é maior que 3, a atividade de projeto é uma prática comum.

Para essa atividade de projeto, o valor calculado do fator F é 0,122. Portanto, a atividade do projeto não é uma prática comum.

B.6. Reduções de emissão:

B.6.1. Justificativa das escolhas metodológicas:

Reduções de emissão

De acordo com a metodologia ACM0002 v.13.0.0, as reduções de emissões são calculadas da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

(1)

Onde:

ER_y	Reduções de emissões no ano y (tCO ₂ e/ano)
BE_y	Emissões da Linha base no ano y (tCO ₂ /ano)
PE_y	Emissões do projeto no ano y (tCO ₂ e/ano)

Emissões do projeto

O projeto proposto não é baseado na energia hidrelétrica ou geotérmica e, portanto, não é necessário considerar as emissões de gases de efeito estufa do projeto, de acordo com as diretrizes estabelecidas pela metodologia ACM0002 versão 13.0.0, que menciona o seguinte.

As emissões do projeto são calculadas da seguinte forma

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad (2)$$

Onde:

PE_y	Emissões do projeto no ano y (tCO ₂ e/ano)
$PE_{FF,y}$	Emissões do projeto a partir do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO ₂ /ano)
$PE_{GP,y}$	Emissões do projeto provenientes da operação de usinas geotérmicas em função da liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO ₂ e/ano)
$PE_{HP,y}$	Emissões do projeto a partir de reservatórios das usinas hidrelétricas no ano y (tCO ₂ e/ano)

"Para a maioria das atividades de projeto de energia renovável de geração de energia, $PE_y = 0$ "

Essa atividade de projeto não está relacionada com o desenvolvimento de uma usina geotérmica ou hidrelétrica, portanto, a emissão do projeto é considerada nula ($PE_y = 0$).

Vazamento

Para o cálculo do vazamento, a metodologia ACM0002 ver. 13.0.0 afirma:

"As emissões de vazamento não são consideradas. As principais emissões que aumentam potencialmente o vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões originadas por atividades como a construção da usina e a emissão resultante da utilização de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas".

Em conclusão, as emissões de vazamento são consideradas nulas.

Emissões da linha de base

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

Onde:

BE_y	= Emissões base anuais y (tCO ₂ /ano)
$EG_{PJ,y}$	= Quantidade de eletricidade líquida gerada e enviada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano)
$EF_{grid,CM,y}$	= Margem combinada do fator de emissão de CO ₂ por geração de energia conectada à

rede no ano y calculada usando a última versão da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (tCO_2/MWh)

De acordo com a metodologia, como a atividade de projeto está sendo desenvolvida em um local onde nenhuma usina de energia renovável havia sido implementada antes, então:

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

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada e enviada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano)

$EF_{\text{facility},y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada fornecida pela planta/unidade do projeto para a rede no ano y (MWh/ano)

Para o cálculo do fator de emissão, que resultará na redução de emissões totais equivalente de CO_2 para o período total de crédito, será utilizada uma Margem Combinada (CM) ($EF_{\text{grid,CM},y}$) de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade ver. 02.2.1”.

As etapas para calcular o fator de emissão são:

1. Identificar o sistema de energia elétrica de interesse.
2. Escolha se deseja incluir usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional).
3. Selecionar um método para determinar a margem operacional (OM).
4. Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado.
5. Calcular o fator de emissões da margem de construção (BM).
6. Calcular o fator de emissões da margem combinada (CM).

Etapas 1. Identificar o sistema de energia elétrica de interesse.

Na sua reunião de 29 de abril de 2008, a Autoridade Nacional Designada do Brasil (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC) aprovou uma decisão pela qual o Brasil foi considerado um sistema único de eletricidade (o Sistema Interligado Nacional) para efeito de cálculo dos fatores de emissão na metodologia ACM0002 versão 13.0.0. Por isso, o SIN é o **sistema de energia elétrica do projeto**.

Os sistemas de energia elétrica do Uruguai e da Argentina são considerados **sistemas conectados de energia elétrica**, que são conectados ao SIN por meio de linhas de transmissão. O mapa abaixo ilustra a identificação do sistema de energia elétrica.

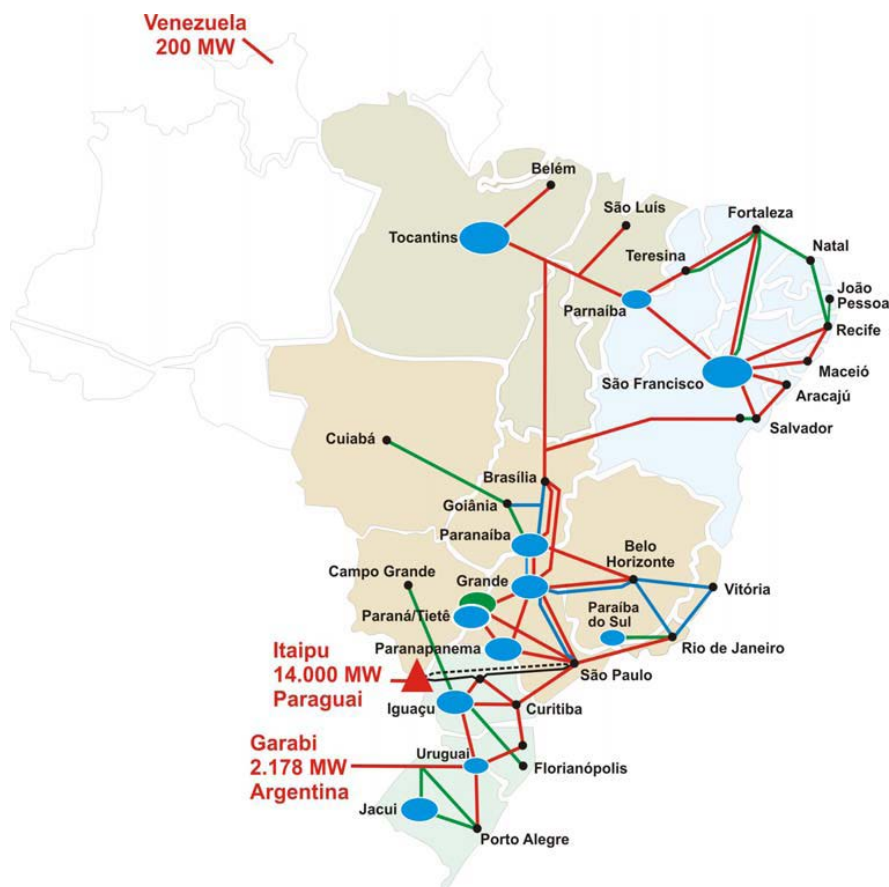


Figura 3. Sistema Interligado Nacional

Para o sistema elétrico acima, foram adotadas as seguintes opções descritas na ferramenta:

- Na determinação do fator de emissão da margem operacional, as importações da Argentina e do Uruguai são consideradas como fontes de geração de eletricidade com um fator de emissão de 0 toneladas de CO₂ por MWh.
- As exportações de energia elétrica para o Uruguai ou para a Argentina não foram excluídas dos dados de geração dados para calcular e controlar os fatores de emissão.

Etapa 2. Escolha se deseja incluir usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional)

Os participantes do projeto podem escolher entre as duas opções a seguir para calcular a margem de operação e construir fator de emissão da margem:

- Opção I: São incluídas no cálculo somente as usinas da rede.
- Opção II: As usinas da rede de energia e de fora dela são incluídas no cálculo.

Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. escolheu a Opção I e somente as usinas da rede são incluídas no cálculo. A Opção I corresponde ao processo de cálculo contido nas versões anteriores da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

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

Os dados da margem de operação publicados pela Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais estão usando o método de análise de dados *de envio*, então a opção (c) foi escolhida.

Etapa 4: Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado.

O método de análise de dados De envio do fator de emissão OM ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado baseado nas unidades da rede que estão realmente enviando no limite a cada hora h em que o projeto esteja deslocando energia do sistema. Esta abordagem não é aplicável a dados históricos, e, assim, requer monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$.

O fator de emissão é calculado da seguinte forma:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \quad (5)$$

Onde:

- $EF_{grid,OM-DD,y}$ = Análise de dados De envio na margem operacional de do fator de emissão de CO₂ no ano y (tCO₂/MWh).
 $EG_{PJ,h}$ = A eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh).
 $EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ por unidade geradora da rede no topo da ordem de envio na hora h no ano y (tCO₂/MWh).
 $EG_{PJ,y}$ = Eletricidade total deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh).
 h = Horas por ano nas quais a atividade do projeto está deslocando energia da rede.
 y = Ano no qual a atividade do projeto está deslocando energia da rede.

Se os dados do consumo horário de combustível estão disponíveis, então o fator de emissão horário é determinado por:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (6)$$

Onde:

- $EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ por unidades geradoras da rede no topo da lista de envio na hora h do ano y (tCO₂/MWh)
 $FC_{i,n}$ = Quantidade de combustível fóssil tipo i consumido pela unidade geradora da rede n na hora h (Unidade de massa ou volume)
 $NCV_{i,y}$ = Valor calorífico Líquido (conteúdo energético) do combustível fóssil tipo i no ano y (GJ/unidade de massa ou volume)
 $EF_{CO_2,i}$ = Fator de emissão de CO₂ do combustível fóssil tipo i no ano y (tCO₂/GJ)
 $EG_{n,h}$ = Eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade geradora da rede n na hora h (MWh)

- n = Unidades geradoras da rede no topo da lista de envio (conforme definido abaixo).
i = Tipos de combustível fóssil consumidos pela unidade n no ano y.
h = Horas por ano nas quais a atividade do projeto está deslocando energia da rede.
y = Ano no qual a atividade do projeto está deslocando energia da rede.

O fator de emissão das unidades geradoras da rede n ($FE_{EL,n,y}$) devem ser determinadas por meio do OM simples, usando as opções A1, A2 ou A3.

Para determinar o conjunto de unidades geradoras da rede n que estão no topo da lista de envio, obtenha de um centro de envio nacional:

- A ordem de operação do sistema de envio da rede para cada unidade geradora do sistema incluindo unidades geradoras das quais a eletricidade é importada.
- A quantidade de energia (MWh) que é enviada de todas as unidades geradoras no sistema durante cada hora h que a atividade do projeto esteja deslocando eletricidade.

A cada hora h, adicione cada unidade geradora da rede usando a ordem de mérito. O grupo de unidades geradoras n no limite de envio incluem as unidades nos primeiros x% da eletricidade total enviada na hora h, onde x% é igual ou maior que:

(a) 10%.

(b) A quantidade de eletricidade deslocada pela atividade do projeto durante a hora h dividida pela eletricidade total gerada pelas usinas geradoras durante a hora h.

A Margem de Operação se refere ao mescla real de geração de energia instalado no Brasil. O consumo total de combustível para geração é dividido pelos diferentes tipos de usinas geradoras, para determinar a média ponderada das emissões reais de CO₂ no Brasil.

No Brasil a Autoridade Nacional Designada do Brasil (Comissão Interministerial sobre Mudanças Globais Climáticas – CIMGC) publicou no Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação site os dados do fator de emissão na margem operacional para cada mês¹⁶.

Na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”, versão 02.2.1 é afirmado o seguinte:

"Para os dados de despacho análise MO, use o ano em que a atividade de projeto desloca a eletricidade para a rede e atualizar o fator de emissão anualmente durante o monitoramento." Portanto, devido o AND brasileiro usa método MO análise de dados, o fator de emissão da Margem é esposto.

Etapa 5: Calcular o fator de emissões da margem de construção (BM).

O valor publicado no Web site¹⁷ para o BM para o ano de 2010 é de 0,1404.

¹⁶ “Ministério da Ciência e Tecnologia”. Disponível em:

<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>

¹⁷ O Ministério da Ciência e Tecnologia. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

Para o cálculo da margem de construção de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", há duas opções para calcular a margem de construção:

Opção 1: Para o primeiro período de crédito, calcule a margem de construção de emissões ex-ante com base na informação mais recente disponível em unidades já construídas para a amostra do grupo m no período de submissão do MDL-DCP ao OED para validação. Para o segundo período de crédito, fator de emissão de CO₂ da margem de construção deve ser atualizado com base na informação mais recente disponível em unidades já construídas no momento da apresentação do pedido de renovação do período de crédito para o OED. Para o terceiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção calculada para o segundo período de crédito deve ser usado. Esta opção não requer o monitoramento do fator de emissão durante o período de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente, ex-post, incluindo aquelas unidades construídas até o ano de registro da atividade do projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não está disponível, incluindo aquelas unidades construídas até o último ano com informações disponíveis. Para o segundo período de crédito, o fator de emissão da margem de construção deve ser calculado *ex ante*, tal como descrito na Opção 1 acima. Para o terceiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de crédito deve ser usado.

Para o cálculo da margem de construção a opção 2, é selecionado.

Etapas 6: Calcular o fator de emissões da margem combinada (CM).

O fator de emissões da margem combinada é calculado da seguinte forma:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times w_{BM} \quad (7)$$

Onde:

$EF_{grid,OM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem operacional no ano y (tCO ₂ /MWh).
$EF_{grid,BM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh).
w_{OM}	Ponderação do fator de emissões da margem operacional (%).
w_{BM}	Ponderação do fator de emissões da margem de construção (%).

Para os projetos de energia eólica e solar, os pesos-padrão são os seguintes: $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ (devido à sua natureza intermitente e não despachável).

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Não há dados ou parâmetros que se manterão fixos durante o período de obtenção de créditos. A eletricidade gerada pela atividade do projeto e o fator de emissão do Sistema Interligado Nacional será monitorado. Portanto, toda esta informação pode ser encontrada na secção B.7.1

B.6.3 Cálculo ex-ante da redução de emissões:

Emissões do projeto



O projeto proposto não é baseado na energia hidrelétrica ou geotérmica e, portanto, não é necessário considerar as emissões de gases de efeito estufa do projeto, de acordo com as diretrizes estabelecidas pela metodologia ACM0002 ver.13.0.0:

"Para a maioria das atividades de projeto de energia renovável de geração de energia, $PE_y = 0$ "

Essa atividade de projeto não está relacionada com o desenvolvimento de uma usina geotérmica ou hidrelétrica, portanto, a emissão do projeto é considerada nula ($PE_y = 0$).

Vazamento

A metodologia ACM0002 ver. 13.0.0 afirma o seguinte:

"As emissões de vazamento não são consideradas. As principais emissões que aumentam potencialmente o vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões originadas por atividades como a construção da usina e a emissão resultante da utilização de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas "

Em conclusão, as emissões de vazamento são consideradas nulas.

Emissões da linha de base

Para calcular as emissões da linha de base é necessário obter o fator de emissão da rede, que é composto de duas partes: Margem Operacional (MO) e Margem de Construção (CM), e é calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 02.2.1). A seguinte equação 3 é utilizada para calcular as emissões de linha de base (essa equação foi apresentada anteriormente na seção B.6.1)

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

Onde:

BE_y = Emissões base anuais y (tCO₂/ano)

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada e enviada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano)

$EF_{grid,CM,y}$ = Margem combinada do fator de emissão de CO₂ por geração de energia conectada à rede no ano y calculada usando a última versão da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (tCO₂/MWh)

A data da operação e a margem de construção calculada são obtidas a partir das informações pela Autoridade Nacional Designada do Brasil (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC).

O cálculo do fator de emissão da Margem Operacional para 2010 é de 0,4787 tCO₂/MWh (ver detalhes no anexo 3).

A Margem de Construção é obtida a partir das informações anuais apresentadas pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Para o ano de 2010, a Margem de Construção é 0,1404 tCO₂/MWh



O fator de emissão da linha de base é calculado como a média ponderada do fator de emissão da Margem Operacional e do fator de emissão da Margem de Construção. Para os projetos de energia eólica e solar, os pesos-padrão são os seguintes: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ (devido à sua natureza intermitente e não despachável).

Assim, o fator de emissão da linha de base ex-post será: $0,75 \cdot 0,4787 + 0,25 \cdot 0,1404 = 0,3941$ tCO₂/MWh

Fator de emissão da linha de base = **0,3941** tCO₂/MWh
Geração anual = 115.374 MWh
Emissões da linha de base = 45.468 tCO₂/ano

Redução de emissões:

A redução de emissões pela atividade do projeto é a diferença entre as emissões da linha de base, as emissões do projeto e as emissões de vazamento. Considerando que não há emissão do projeto e nenhuma emissão devido a vazamento, as reduções de emissão serão a emissão da linha de base. Esta emissão da linha de base é o fator de emissão da linha de base multiplicado pela geração de energia.

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y = Redução de emissões no ano y (t CO₂e/ano)
BE_y = Linha de base de emissões no ano y (t CO₂/ano)
PE_y = Emissões do projeto no ano y (t CO₂e/ano)

Fator de emissão da linha de base = 45.468 tCO₂/ano
Emissões do projeto = 0 tCO₂/ano
Redução de emissões = 45.468 tCO₂/ano

B.6.4 Resumo da estimativa ex-ante de redução de emissões:

Ano	Estimativa das emissões de atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de vazamento (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões globais (toneladas de CO ₂ e)
2012 (6 meses)	0	22.734	0	22.734
2013	0	45.468	0	45.468
2014	0	45.468	0	45.468
2015	0	45.468	0	45.468
2016	0	45.468	0	45.468
2017	0	45.468	0	45.468
2018	0	45.468	0	45.468



2019 (6 meses)		22.734		22.734
Total (toneladas de CO ₂ e)	0	318.276	0	318.276

Tabela 10. Estimativa de reduções de emissão

B.7 Utilização da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:**B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:**

Dados / Parâmetro:	EG_{facility,y}
Unidade dos dados:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pela planta/unidade do projeto para a rede no ano y
Fonte dos dados utilizados:	Medidores de energia instalados no ponto de entrega (subestação Umarituba)
Valor dos dados utilizados para fins de cálculo das expectativas de reduções de emissão na seção B.5	O projeto não foi implementado, portanto, foram utilizadas as estimativas disponíveis (115.374 MWh/ano, estabelecida pelo Estudo fonte eólica elaborado pela Barlovento Recursos Naturales).
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	A energia será medida no ponto de entrega da eletricidade. Informação adicional dos medidores: • Número de medidores: 2 medidores (1 principal, 1 reserva) no ponto de entrega (subestação Umarituba) • Tipo: bidirecional • Classe de precisão: Erro máximo de 0,2% (Meter Classe 0,2)¹⁸ • Frequência de calibração: 2 anos • Medição: medição contínua (5 minutos)¹⁹ e recorde mensal. De acordo com a metodologia ACM0002 os seguintes parâmetros devem ser medidos: i) A quantidade de energia fornecida pela usina de projeto para a rede. ii) A quantidade de energia fornecida a planta do projeto da rede. Ambos os parâmetros serão relatados no relatório de monitoramento.
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (QA/QC) a serem utilizados:	Estes dados serão usados diretamente no cálculo das reduções de emissões de CO ₂ . O equipamento de medição será calibrado e verificado periodicamente com rigor quanto à precisão. A verificação será feita com a energia medida e o relatório da energia produzida

¹⁸ Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sub módulo 12.2 *Instalação do sistema de medição para faturamento* Seção 1.2.1.1 Electric Características, página 16.

¹⁹ Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sub módulo 12.4. *Coleta de dados de medição para faturamento* Seção 5.1, página 5.



	publicado pelo CCEE (Câmara de Comercialização de Energia).
Comentários:	Os dados serão arquivados de forma eletrônica. Os dados arquivados serão mantidos durante o período de crédito e dois anos depois.

Dados / Parâmetro:	$EF_{grid, CM, y}$
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	O fator de emissão de CO ₂ de margem combinado para geração de energia conectada à rede no ano y calculado usando a última versão da “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”
Fonte dos dados utilizados:	Número estimado baseado em 75% do valor de OM e 25% do valor de BM
Valor dos dados utilizados para fins de cálculo das expectativas de reduções de emissão na seção B.5	0,3941 CO₂/MWh. Este valor irá mudar porque o fator de emissão está ex-post e precisa ser atualizado anualmente, com os dados de OM e BM mais recentes.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	Ele é calculado pelo AND usando a ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 02.2.1) com dados de 1 ano e opção de cálculo ex posto baseado em 75% do valor de OM e 25% do valor de BM. Computados uma vez durante a finalização do PDD.
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (QA/QC) a serem utilizados:	N/A
Comentários:	N/A

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

1. Introdução

O Plano de Monitoramento define o processo de coleta de dados necessários para:

- A elaboração de um relatório periódico sobre o monitoramento da redução nas emissões de CO₂ atribuíveis ao parque eólico Dunas de Paracuru, que será verificado para a apresentação periódica das RCEs. (Veja o anexo 4).

O Plano de Monitoramento possui as seguintes tarefas:

- Coleta de dados e os cálculos para determinar as reduções de emissões e as contribuições ao desenvolvimento sustentável.
- Controle de qualidade e das políticas de segurança.
- Responsabilidades.

2. Duração

O Plano de Monitoramento será implementado ao longo dos períodos de crédito de 7 anos de atividade do projeto. Todos os dados e evidências coletadas como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por, pelo menos, dois anos após o fim do último período de créditos.

3. Elaboração de um relatório periódico sobre o monitoramento das reduções de emissão

3.1. Fator de emissão da rede:

Fator de emissão da margem operacional

A margem de operação é considerada ex-post. A web site contém o valor da margem operacional de um período mensal. Então a media ponderada do fator de emissão da margem operacional é calculada.²⁰

Fator de emissão da margem de construção

A margem de construção é considerada ex-post. Neste caso, o valor mais recente disponível será usado na verificação periódica.²¹

3.2. Controle e garantia da qualidade dos dados

A qualidade dos dados utilizados na estimativa das reduções de emissões de CO₂ é controlada e/ou garantida por meio de:

Uso de controles internos:

- A medição da energia fornecida pelo parque eólico será realizada de acordo com os procedimentos do ONS.
- Os medidores de energia e medidores de energia de segurança devem cumprir os requisitos técnicos e serem calibrados.
- Deve ser realizada a manutenção preventiva e corretiva do sistema de medição.

Realização das validações dos dados:

- A verificação dos dados da energia fornecida pelo parque eólico para o Sistema Interligado Nacional e dados publicados no relatório CCEE de energia produzida.
- No caso de mau funcionamento do medidor principal, ele irá usar as leituras do medidor de apoio. Quando o medidor principal for reparado, serão utilizadas as medições do medidor principal.
- As medições da energia entregue pela atividade do projeto para a rede nacional serão registradas e comparadas mensalmente com os dados publicados pelo relatório CCEE de energia produzida. Caso diferenças de mais de 0,2 % sejam identificadas, o sistema de medição de geração de energia deve ser revisado. O menor valor será usado para estimar a redução de emissões.

3.3. Responsabilidades

- O gerente de operação do parque eólico assumirá todas as responsabilidades relativas ao monitoramento das reduções de emissão e será treinado pela matriz para a utilização do plano de monitoramento e o respectivo sistema de monitoramento de dados.
- A manutenção do sistema de medição de acordo com os procedimentos do ONS será realizada pelo gerente de manutenção. A formação de pessoal da manutenção será realizada pelo fornecedor de turbinas eólicas.
- Para este tipo de projeto, as situações em que as emergências podem causar emissões significativas não intencionais não são prováveis de ocorrer. Portanto, esta questão não é considerada no plano de monitoramento.

A figura seguinte descreve a estrutura operacional e de gerenciamento que controlará as reduções de emissões geradas pela atividade do projeto.

²⁰ O Ministério da Ciência e Tecnologia. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

²¹ O Ministério da Ciência e Tecnologia. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

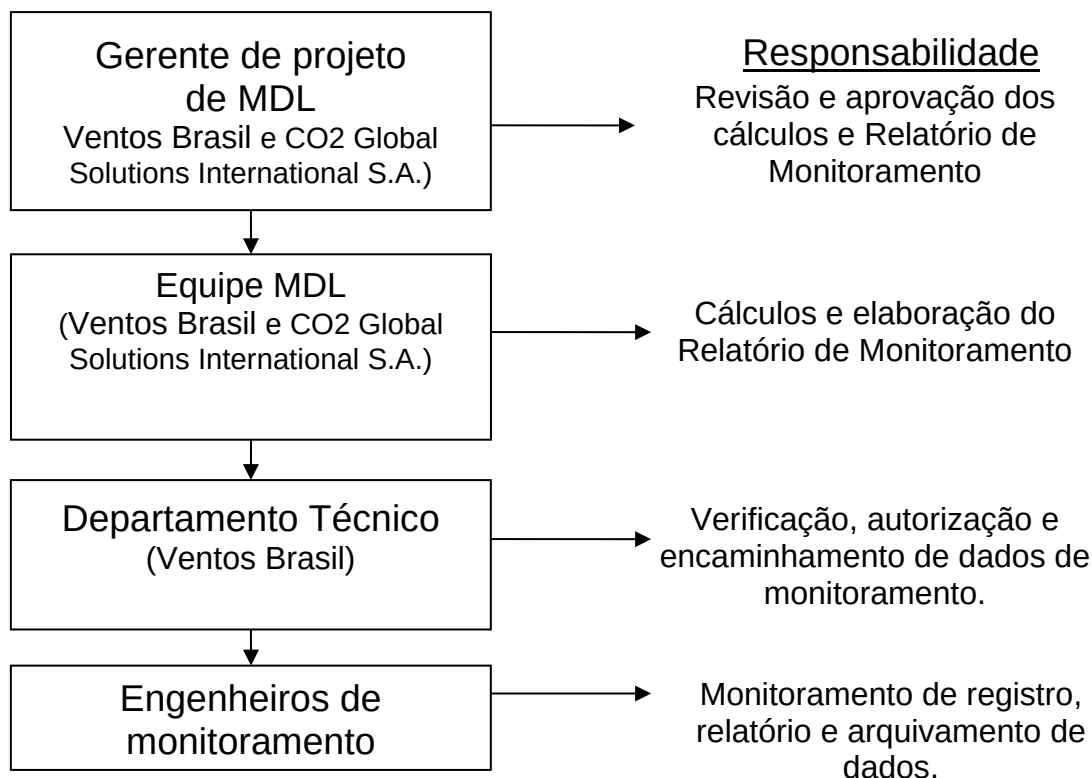


Figura 4. Diagrama do fluxo das emissões monitoradas

Monitoramento de Emissões e Procedimento de Cálculo	
Fonte e coleta de dados	Os dados foram obtidos junto ao Departamento Técnico para o parque eólico.
	A maioria dos dados está disponível e registrada de acordo com o sistema de gerenciamento.
	A frequência dos dados é baseada no sistema de gerenciamento de dados.
	Os dados são monitorados pelos engenheiros de monitoramento do parque eólico. Todos os dados são revisados pelo Departamento Técnico.
Compilação dos dados	Os dados são transmitidos para a Equipe de MDL
Cálculo da emissão e Relatório de Monitoramento	Os cálculos da emissão são feitos em uma base anual com dados que são coletados diária, mensal ou anualmente, dependendo da natureza dos dados.
	Todos os dados são calculados pela Equipe do MDL, utilizando uma planilha Excel. O Relatório de Monitoramento será elaborado pela Equipe do MDL.
Revisão e aprovação dos dados de emissão	O Relatório de Cálculo e Monitoramento é revisado e aprovado pelo gerente de projeto de MDL.
Manutenção de registros	Todos os dados serão registrados eletronicamente. Os engenheiros de monitoramento são responsáveis pela



	manutenção dos registros.
--	---------------------------

Tabela 11. Monitoramento de emissão e procedimentos de cálculos

B.8 Dados de conclusão da aplicação da metodologia do estudo de base de linha e de monitoramento e o nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(is)

Data da conclusão: 05/03/2012

Alfonso Lanseros Valdés

Sócio consultor

infocdm@co2-solutions.com**CO₂ Global Solutions International S.A. (participante do projeto)**

Claudio Coello 76 Bajo C

Madrid 28001, Espanha

Tel: +34 917814148

Fax: +34 917814149

www.co2-solutions.com**SECTION C. Duração da atividade do projeto / período de crédito****C.1 Duração da atividade do projeto:****C.1.1. Data inicial da atividade do projeto:**

30/09/2010

Data da assinatura do contrato de turbina eólica com a Gamesa. Este evento representa o principal compromisso de investimento do projeto.

C.1.2. Expectativa de vida útil operacional da atividade do projeto:Espera-se que a atividade do projeto tenha uma duração mínima de 20 anos e 0 mês²²²³.**C.2 Escolha do período de crédito e das respectivas informações:**

A atividade do projeto usará um período de crédito renovável.

C.2.1. Período de crédito renovável

O período de crédito será de 7 anos e 0 meses e pode ser renovado no máximo duas vezes.

C.2.1.1. Data inicial do primeiro período de crédito:

01/01/2014

²² Página da Internet do Wind Measurement International (Em Português, “Vento de Medição Internacional”). Os custos operacionais e de manutenção de turbinas de vento. Disponível em: <http://www.windmeasurementinternational.com/wind-turbines/om-turbines.php>

²³ Serviços de operação e manutenção. Gamesa. Disponível em: <http://www.gamesacorp.com/en/gamesaen/lines-of-business/operation-and-maintenance-services/>

**C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:**

Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. escolherá um período de crédito renovável de 7 anos e 0 mês renovável por duas vezes.

C.2.2. Período de crédito fixado:

N/A

C.2.2.1. Data inicial:

N/A

C.2.2.2. Duração:

N/A

SEÇÃO D. Impactos ambientais**D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo os impactos transfronteiriços:**

Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. elaborou o RAS (Relatório Ambiental Simplificado) do projeto para refletir o impacto ambiental da implementação do parque eólico.

Este estudo foi uma exigência para obtenção da licença ambiental. Isso foi estipulado na Resolução nº 279, que menciona que o RAS é o principal requisito que o desenvolvimento do projeto necessita para a obtenção da Licença Prévia. A resolução foi elaborada pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente.

No RAS documento pode-se ver os impactos físico, social, biológico e cultural na região onde o projeto será realizado. Ventos Brasil Comércio e Representações S.A. gerará energia por meio de fontes renováveis, principalmente o vento. A atividade do projeto será localizada em Paracuru, Ceará.

Para estudar o impacto ambiental foi utilizado o método “Checklist”, que consiste em listar as atividades do projeto que podem causar alguma consequência sobre o ambiente onde o projeto é desenvolvido. Alguns atributos foram usados para caracterizar o benefício ou os efeitos adversos das atividades do projeto, quais sejam: Carácter, magnitude, tamanho, duração, condição ou reversibilidade, ordem, temporalidade e escala.

Geralmente, um gerador de energia eólica é uma atividade que produz energia elétrica e é mais compatível com o ambiente. Isto possui um aspecto favorável ambiental devido às características operacionais das turbinas eólicas e, além disso, é um exemplo de energia limpa que não descarta resíduos no ambiente.

Durante a fase de operação da atividade de projeto, a regeneração da vegetação irá tornar-se de uma forma natural. Além disso, as vantagens que serão obtidas pela atividade de projeto exceder os possíveis impactos ambientais negativos.

No estudo, foram identificados 111 impactos ambientais, o que corresponde a 63 impactos positivos (57%) e 48 impactos negativos (43%).

No caso de a magnitude dos impactos, os resultados foram 3 (3%) sem medida, 17 (15%) de pequena magnitude, 23 (21%) de média magnitude e 68 (61%) de grande magnitude.

No caso de a reversibilidade, foi identificado que 92 (83%) são impactos reversíveis e apenas 19 (17%) são irreversíveis²⁴. Em geral, existem dois principais impactos relacionados aos meios bióticos e físicos, esses impactos estão relacionados com o dano a fauna, a flora da região.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências de apoio à documentação de uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:

Para estes impactos, haverá uma precaução extra, a fim de reduzir os acidentes e evitar danos à fauna e flora, além disso, haverá dois programas: "Programa para o monitoramento de Fauna" e do "Programa para a conservação dos recursos hídricos e paisagem" com esses programas, espera-se reduzir os impactos ambientais.

A aprovação do Estudo de Impacto Ambiental é compatível com as licenças de instalação que foram emitidas pela SEMACE (órgão ambiental do Estado do Ceará)

- Licença de Instalação N° 505/2011- DICOP-GECON: Autorização para implantar as vias de acesso ao parque eólico. Obtida em 26/09/2011
- Licença de Instalação N° 506/2011- DICOP-GECON: Autorização para implantar a subestação de 34,5/69 kV. Obtida em 26/09/2011
- Licença de Instalação N° 428/2011 - DICOP-GECON: Autorização para implantar o projeto do Parque Eólico Dunas de Paracuru de 42 MW com 21 turbinas eólicas de 2,0 MW cada uma. Obtida em 08/11/2011.
- Licença de Instalação N° 471/2011-DICOP-GECON: Autorização para implantar a linha de transmissão do projeto, que irá se conectar a subestação de Umarituba. Obtida em 28/11/2011

SEÇÃO E. Comentários das partes envolvidas

E.1. Breve descrição do processo do convite e da forma de compilação dos comentários das partes envolvidas:

Os comentários das partes envolvidas foram recebidos por meio do envio de cartas-convite, seguindo as recomendações definidas pela Comissão Interministerial sobre Mudança do Clima. Foram convidadas as seguintes partes envolvidas:

- Prefeitura Municipal de Paracuru
- Câmara Municipal de Paracuru
- Superintendência Estadual do Meio Ambiente (SEMACE)
- Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA)

²⁴ Relatório Ambiental Simplificado, Usina Eólica Dunas de Paracuru. Ampla Engenharia, Capítulo 6, página 6.16



- FBOMS: Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento
- Ministério Público do Estado da Ceará.
- Ministério Público Federal.
- Agência Nacional Energia Elétrica- ANEEL
- Empresa Pesquisa Energética- EPE
- Ministério de Minas e Energia
- Câmara Comercialização de Energia Elétrica
- Superintendência do Iphan na Ceará
- Secretaria de Infraestrutura

Convites foram enviados no dia 12 Março de 2012. O AND do Brasil solicitou que o documento PDD esteja disponível em uma web site. Assim, em 10 de Março de 2012 o PDD do parque Dunas de Paracuru foi publicado em português na web site da CO2 Solutions.

<http://www.co2-solutions.com/#/brnrvnt01/4556138194>

Os convites podem ser recebidos durante um período de 15 dias, de acordo com as recomendações, e cópias dos convites com seus respectivos ARs (confirmação de recebimento) serão entregues ao AND Brasileiro (Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas).

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Nenhum comentário recebido.

E.3. Relatório sobre as respostas dadas aos comentários recebidos:

Nenhum comentário recebido.

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO
PATROCINADOR DO PROJETO PRINCIPAL**

Empresa	Ventos Brasil Comércio e Representações S.A.
Endereço:	Av. Senador Virgílio Távora 1701. Sala 1202-1201. Aldeota
Edifício:	
Cidade:	Fortaleza
Estado:	Ceará
CEP:	60170-251
País:	Brasil
Telefone:	+558530239720
FAX:	
E-mail:	administrativo@ventosbrasil.com
Web site:	
Representada por:	Jesus González
Título:	
Tratamento:	
Sobrenome:	González
Nome do meio:	
Primeiro nome:	Jesus
Departamento:	
Tel. Celular:	
Fax direto:	
Tel. direto:	+558530239720
E-mail pessoal:	administrativo@ventosbrasil.com



Empresa	CO ₂ Global Solutions International S.A.
Endereço:	C/ Claudio Coello
Edifício:	76, Bajo C
Cidade:	Madrid
Estado:	Madrid
CEP:	28001
País:	Espanha
Telefone:	+34 91 7814148
FAX:	+34 91 7814149
E-mail:	infocdm@co2-solutions.com
Web site:	www.co2-solutions.com
Representada por:	Alfonso Lanseros Valdés
Título:	Sócio consultor
Tratamento:	Senhor
Sobrenome:	Lanseros
Nome do meio:	
Primeiro nome:	Alfonso
Departamento:	MDL Desenvolvimento
Tel. Celular:	+34 652 79 59 10
Fax direto:	+34 91 781 41 49
Tel. direto:	+34 91 781 41 48
E-mail pessoal:	infocmd@co2-solutions.com



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE O FINANCIAMENTO PÚBLICO

N/A

Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Fator de emissão da margem operacional (tCO_2/MWh):

Mês	$\text{EF}_{\text{grid,OM,2010}}$ (tCO_2/MWh)
Jan	0,2111
Fev	0,2798
Mar	0,2428
Abr	0,2379
Mai	0,3405
Jun	0,4809
Jul	0,4347
Ago	0,6848
Set	0,7306
Out	0,7320
Nov	0,7341
Dez	0,6348

Fonte: O Ministério da Ciência e Tecnologia, Disponível em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>

Cálculos da linha de base:

- Margem Operacional:

Todos os cálculos necessários para obter a margem de operação estão disponível na planilha Excel do projeto. $\text{EF}_{\text{grid,OM,2010}} = 0,4787 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$

- Margem de construção:

$\text{EF}_{\text{grid,BM,2010}} = 0,1404 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$

Fonte: O Ministério da Ciência e Tecnologia, Disponível em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>

Fator de emissão ex-post = $0,75 \cdot \text{OM} + 0,25 \cdot \text{BM} = 0,3941 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$

Anexo 4

MONITORAMENTO DE INFORMAÇÕES

A. Procedimentos de medição e de cálculos.

1. Medição.

O Departamento de Operação realizará mensalmente as leituras dos medidores, e as registrará na planilha para controle de medição. Após isso, armazenará os dados lidos nos medidores em formato eletrônico.

O pessoal do Departamento de Operação passará por formação permanentemente. No caso da contratação de novos funcionários, eles participarão de um programa de formação para adquirirem as qualificações específicas necessárias para executar o Plano de Monitoramento.

2. Cálculo da geração de energia a ser monitorado:

Existem dois medidores (1 principal e 1 apoio) na subestação (ponto de entrega), os medidores na subestação irá medir a energia líquida.

No caso de mau funcionamento de um medidor, ele irá usar as leituras do medidor de apoio. Quando o medidor principal for reparado, serão utilizadas as medições do medidor principal. No caso em que ambos os medidores não funcionam, a informação da energia gerada será obtida a partir do relatório da CCEE.

A verificação cruzada será feita com a energia medida e o relatório de energia produzida divulgado pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia).

Informação adicional dos medidores:

- Número de medidores: 2 medidores (1 principal, 1 apoio), no ponto de entrega (subestação Umarituba).
- Tipo: bidirecional
- Classe de precisão: Erro máximo de 0,2 % (Classe de medidor 0,2) ²⁵
- Frequência de calibração: 2 anos
- Medições: Medição continuamente (5 minutos) ²⁶ e registro mensal.

Cálculo das reduções de emissão.

²⁵ Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 12.2. “Instalação do sistema de medição para faturamento” Seção 1.2.1.1, Características elétricas, página 16.

²⁶ Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 12.4 “Coleta de dados de medição para faturamento” Seção 5.1 Coleta de dados dos medidores, página 5.

Reduções de emissão do Parque Eólico Dunas de Paracuru		
Ano:		
A	B	C
Geração anual validada (MWh)	Fator de emissão <i>ex-post</i> (tCO ₂ /KW)	Reduções de emissão (tCO ₂)
A	B	A*B
A	0,3941	A* 0,3941

O valor de 0,3941 (tCO₂/MWh) será atualizado anualmente, uma vez que o fator de emissão é ex-post.

B. Procedimentos de controle de Qualidade (CQ) e de garantia da qualidade (QA).

1. Equipamento de monitoramento

- 1.1. O equipamento de monitoramento deve ser configurado de acordo com os regulamentos do CCEE.
- 1.2. O equipamento de monitoramento deve ser autorizado por meio de um processo formal certificado.
- 1.3. Depois dos ajustes, o equipamento de monitoramento deve ser calibrado e verificado periodicamente quanto à sua precisão.

2. Monitoramento do montante de energia.

- 2.1. O montante de energia transmitida para a rede deve ser medido automaticamente pelo equipamento instalado. As variáveis medidas são simultaneamente transferidas para o sistema de controle central.
- 2.2. Os dados do montante medido de energia elétrica devem ser coletados diários, semanal e mensalmente e devem ser arquivados de forma eletrônica.
- 2.3. As variáveis coletadas no item 2.2. devem ser verificadas com a energia coletada pela CCEE.

3. Ações corretivas e preventivas:

- 3.1. Se as duas variáveis comparadas no item 2.3. forem diferentes, as condições operacionais dos medidores de energia e os outros equipamentos devem ser verificados. Se as medições não forem realizadas adequadamente pelo equipamento de monitoramento, devem ser realizados procedimentos de correção e uma revisão interna.
- 3.2. As ações corretivas e preventivas devem ser devidamente documentadas.