



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP)
Versão 03 - em vigor desde: 28 de julho de 2006**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários dos atores

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade do projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto****A.1. Título da atividade do projeto:**

Projeto da Central Elétrica Eólica de Osório 2 (PCEEO2)
Versão 02
25/07/2011

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O Projeto da Central Elétrica Eólica de Osório 2 é um projeto totalmente novo localizado no município de Osório, estado do Rio Grande do Sul, Brasil. O projeto irá gerar eletricidade usando uma fonte de energia limpa e renovável, o vento, evitando emissões de CO₂ da geração de eletricidade de centrais elétricas alimentadas por combustível fóssil. Antes da implementação do projeto, não existia geração de energia no local do projeto.

O PCEEO2 consiste em 50 turbinas eólicas ENERCON de 2 MW com hubs com 110 m de altura, para uma capacidade total instalada de 100 MW, e é subdividido nos 4 parques eólicos a seguir:

Tabela 1 - Descrição dos parques eólicos

Parque Eólico	Capacidade e Instalada (MW)	Contrato de Compra e Venda de Eletricidade (CCVE) Data	Data de Operação Comercial (DOC)¹
Osório 2	24	25/08/2010	01/06/2012
Osório 3	26	26/08/2010 ²	01/10/2012
Sangradouro 2	26	05/11/2010	01/04/2012
Sangradouro 3	24	05/11/2010	01/04/2012

O PCEEO2 fornecerá energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro e venderá energia para a *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*, através dos quatro Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEs) mencionados.

A atividade do projeto envolve o desenvolvimento, concepção, engenharia, compras, financiamento, construção, operação, manutenção e monitoramento das plantas do PCEEO2.

O cenário da linha de base é apresentado na seção B.4, ou seja: *A eletricidade alimentada na rede pelo projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede*

¹ Datas de conclusão do EPC

² O CCVE ainda não está assinado, mas a data do leilão está disponível (http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/072010_Resultado%20do%20Leil%C3%A3o_Produto%20Disponibilidade.pdf)



e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

O fator de capacidade médio do projeto será de aproximadamente 39,8%, resultando em uma geração projetada média (P50) de 349 GWh/ano³. Como consequência, alcançará uma redução de emissões estimada de 69.915 tCO₂/ano.

O desenvolvedor dos parques eólicos Osório 2 e Osório 3 é a Ventos do Litoral Energia S.A., e o desenvolvedor dos parques eólicos Sangradouro 2 e Sangradouro 3 é a Ventos da Lagoa Energia S.A. Essas empresas estão registradas de acordo com as normas brasileiras desde fevereiro de 2010, com o propósito específico de gerar energia a partir das seus parques eólicos.

O PCEE02 contribui para o desenvolvimento sustentável da região:

- Melhorando a infraestrutura local (estradas e rede elétrica);
- Gerando emprego e melhorando a renda e as condições de trabalho da população na área: espera-se que o projeto crie empregos durante sua fase de construção, que inclui a construção de estradas, infraestrutura elétrica, instalação das turbinas eólicas e o prédio de controle, onde ficam os equipamentos e o pessoal responsável pelo controle e operação dos parques eólicos. As estimativas mostram a geração de até 480 empregos diretos durante essa fase no Brasil, dos quais 150 estão em Osório, cerca de 80 no Rio Grande do Sul e cerca de 250 em outras regiões brasileiras. Além disso, durante a vida útil do projeto, cerca de 20 empregos diretos qualificados para os funcionários brasileiros estarão garantidos na manutenção e operação do parque eólico;
- Fornecendo treinamento técnico aos funcionários através de programas específicos sobre questões diferentes relacionadas à geração eólica e à manutenção dos equipamentos;
- Aumentando os recursos locais, através das receitas do arrendamento da terra para a construção da central eólica. Os proprietários rurais terão uma renda do arrendamento por 20 anos. Além disso, serão necessários muitos serviços para a nova atividade como, por exemplo: aluguel de equipamentos, serviços de hotelaria e de fornecimento de refeições etc.
- Permitindo atividades agrícolas continuadas no local, que, portanto, não é afetado pela atividade do projeto;
- Desenvolvendo programas educacionais, técnicos, sociais e ambientais que devem ser mantidos durante a operação do projeto;
- Aumentando as atividades de turismo na região do projeto pelo incentivo ao turismo ecológico;
- Transferindo tecnologia avançada de países industrializados para aumentar a capacidade de construção no Brasil e apoiar o desenvolvimento dessa indústria com base em energia renovável dos ventos, que é pouco comum neste país. O PCEE02 irá contribuir para o

³ DEWI estudo de vento para cada parque eólico (O valor mostrado é a soma dos quatro parques eólicos)



processo de transferência de tecnologia e promover a fabricação de turbinas eólicas e equipamentos relacionados no Brasil;

- Aumentando a participação da geração de energia renovável tanto no nível regional como no nacional;
- Reduzindo as emissões de GEE em comparação com um cenário do modo mais comum de trabalho.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	<ul style="list-style-type: none">• Enerfin do Brasil - Sociedade de Energia LTDA.	Não
Brasil (anfitrião)	<ul style="list-style-type: none">• Ventos do Litoral Energia S.A.	Não
Brasil (anfitrião)	<ul style="list-style-type: none">• Ventos da Lagoa Energia S.A.	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o MDL - DCP fica disponível para o público, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

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

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado/Província, etc.

Rio Grande do Sul

A.4.1.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.:

Osório

A.4.1.4. Detalhe da localização física, inclusive informações que possibilitem a identificação inequívoca desta atividade do projeto (máximo de uma página):



O PCEEO2 está localizado no município de Osório, 90 km a leste da cidade de Porto Alegre, a capital do estado do Rio Grande do Sul, e 18 km a oeste do Oceano Atlântico. O estado do Rio Grande do Sul é o estado mais ao sul do Brasil, fazendo fronteira com o norte do Uruguai e com o nordeste da Argentina.



Mapa 1 - Localização do PCEEO2 (Rio grande do Sul, Brasil) (Fonte: Google Earth)



Mapa 2 – Layout do PCEEO2 (Fonte: Google Earth)



Geocoordenadas: X=568081,714 Y=6685194,102 (o projeto será instalado aproximadamente nessas coordenadas).

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

Escopo setorial 1: Setores de energia – fontes renováveis/não renováveis;

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

Este é um projeto totalmente novo formado por cinquenta conversores de energia eólica [WECs, do inglês "wind energy converters"] E-82 ENERCON dispostos de forma a aproveitar ao máximo o vento como uma fonte limpa de energia.

Tabela 2 - Tecnologia a ser empregada pelo PCEE02

Fabricante do WEC	ENERCON (1)
Modelo	E-82 (1)
Capacidade total	2000 kW cada (1)
Fator de capacidade (P50)	39,8 % (2)
Quantidade de WECs	50 (1)
Vida útil	20 anos (3)
Diâmetro do rotor	82 m (2)
Altura do hub	110 m
(1) Contrato de Compra do WEC (EPC Wobben – número de série: W-05904-V02, W-05903-V01)	
(2) Wind Study [Estudo Eólico] (DEWI 17 de setembro de 2010)	
(3) Avaliação da Concepção (Manual da ENERCON)	

Esses WECs são conhecidos por seu gerador síncrono multipolos, que possibilita a conexão direta com o hub do rotor como uma unidade fixa sem uma caixa de engrenagens. Esse sistema tem muitas vantagens: minimiza o ruído, elimina o uso de lubrificante da caixa de engrenagens, reduz o impacto ambiental, reduz o número de elementos rotativos na turbina, aumenta a vida útil da turbina e diminui a probabilidade de falhas.

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

Além disso, os WECs da ENERCON são operados com um recurso especial de controle de tempestade. Esse sistema permite uma operação reduzida da turbina no caso de velocidades extremamente altas dos ventos e evita paralisações frequentes e as perdas de rendimento resultantes.

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

Para interligar os parques eólicos à rede, está planejada uma ampliação da subestação existente, a da Elétrica Lagoa dos Barros 34,5/230 kV. Uma linha de transmissão de 230 kV, que atualmente transmite energia dos parques eólicos de 150 MW de Ventos do Sul, ligará o PCEE02 à subestação Osório 2, interligada à rede nacional.



Considerando o fator de capacidade P50 de 39,8% conforme determinado pelo Instituto alemão de Energia Eólica - DEWI, uma consultoria de energia eólica contratada pelo participante do projeto, a estimativa de potência líquida média fornecida à rede é de 349 GWh/ano.

O cenário da linha de base para a atividade do projeto proposta é a continuação da prática atual, geração de eletricidade das centrais elétricas interligadas à rede na rede elétrica brasileira, que é idêntico ao cenário existente antes do início da atividade do projeto.

A atividade do projeto proposta deslocará a geração de eletricidade na margem do sistema, ou seja, este projeto de MDL deslocará a eletricidade que é produzida por fontes marginais (principalmente centrais termelétricas alimentadas a fósil), que possuem custos maiores de despacho da eletricidade que as fontes de carga básica e são solicitadas somente durante as horas em que as fontes de carga básica (fontes de baixo custo ou inflexíveis) não podem suprir a rede quando a demanda excede a capacidade da carga básica.

De acordo com a metodologia (ACM0002), os gases de efeito estufa contabilizados são emissões de CO₂ da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fósil que são deslocadas em decorrência da atividade do projeto proposta.

A.4.4. Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:

Um período de obtenção de créditos fixo foi selecionado para esta atividade do projeto.

Tabela 3 - Estimativa anual de reduções de emissões

Anos*	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO₂e
2012	41.560
2013	71.655
2014	71.655
2015	71.655
2016	71.655
2017	71.655
2018	71.655
2019	17.913
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	489.403
Número total de anos de créditos	7
Média anual durante o período de obtenção de créditos de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	69.915

* De 01/04/2012 a 31/03/2019

**A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:**

Não existe financiamento público das partes do Anexo I neste projeto

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

- Metodologia usada para os cálculos e monitoramento da linha de base: ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” Versão 12.1;
- “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” Versão 02;
- “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” Versão 05.2.

B.2. Justificativa da escolha da metodologia e da razão pela qual ela se aplica à atividade do projeto:

A metodologia aprovada de linha de base ACM0002 é aplicável a atividades do projeto de geração de energia renovável interligada à rede que: (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável funcionava antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova); (b) envolvem uma capacidade de adição; (c) modernizam (uma) planta(s) existente(s); ou (d) envolvem a substituição de (uma) planta(s) existente(s).

Como um projeto de energia eólica totalmente novo, o projeto atende à seguinte condição da metodologia:

“A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, modernização ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: unidade / central hidrelétrica (com um reservatório de fio d’água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica, unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas, unidade/central de energia de marés.”

Além disso, o projeto não envolve:

- substituição de combustível fóssil por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto;
- Centrais elétricas alimentadas com biomassa;
- Centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes em que a densidade de potência da central elétrica é menor que 4 W/m².

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

B.3. Descrição das fontes e dos gases abrangidos pelo limite do projeto



Conforme a metodologia, a extensão espacial do limite do projeto inclui o local do projeto e todas as centrais elétricas interligadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual o PCEEO2 estará interligado.

Sistema elétrico: O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema elétrico definido para a atividade do projeto. É controlado e operado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e todas as centrais elétricas interligadas a ele estão incluídas no limite do projeto.

PCEEO2: O local do projeto onde o PCEEO2 está instalado está incluído no limite do projeto.

Tabela 4 - Fontes de emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluído(a)?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH ₄	Não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena.
Atividade do projeto	Para centrais elétricas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico	CO ₂	Não	Esta não é uma atividade de projeto geotérmico
		CH ₄	Não	Esta não é uma atividade de projeto geotérmico
		N ₂ O	Não	Esta não é uma atividade de projeto geotérmico
Atividade do projeto	Emissões de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais elétricas geotérmicas	CO ₂	Não	Esta não é uma atividade de projeto geotérmico nem solar.
		CH ₄	Não	Esta não é uma atividade de projeto geotérmico nem solar.
		N ₂ O	Não	Esta não é uma atividade de projeto geotérmico nem solar.
Atividade do projeto	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório	CO ₂	Não	Esta não é uma atividade de projeto hidrelétrico.
		CH ₄	Não	Esta não é uma atividade de projeto hidrelétrico.
		N ₂ O	Não	Esta não é uma atividade de projeto hidrelétrico.

Como a atividade do projeto é um projeto de parque eólico, nenhuma emissão do projeto é considerada para o PCEEO2, como demonstrado na tabela acima. Essa hipótese está de acordo com as exigências da ACM0002.

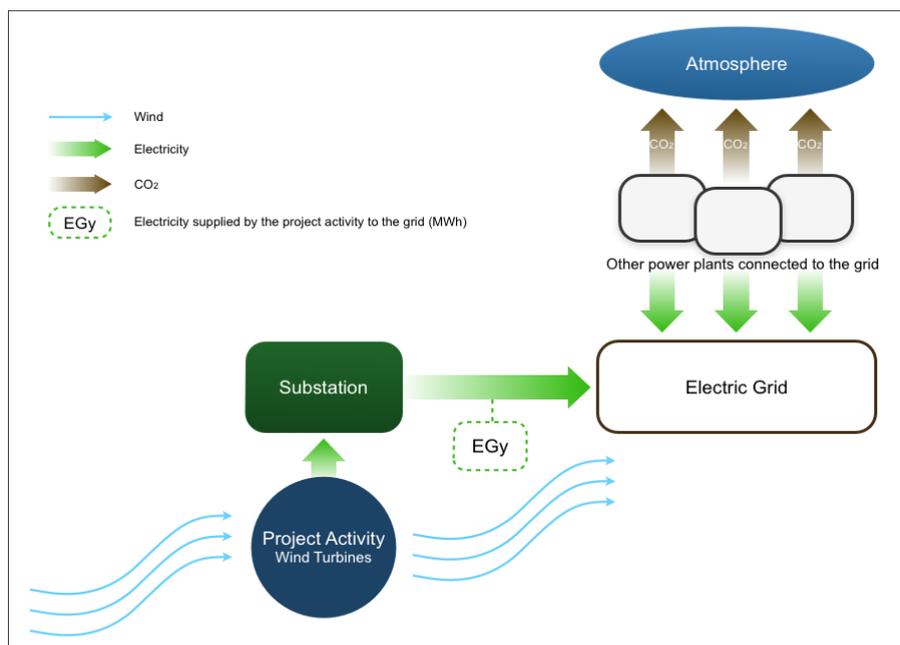


Figura 1 - Fluxograma do limite do projeto

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

A atividade do projeto envolve a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora interligada à rede. Ela não modifica nem moderniza uma unidade geradora de eletricidade existente. Portanto, o cenário da linha de base é o seguinte:

A eletricidade alimentada na rede pelo projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):

A metodologia aprovada ACM0002 exige o uso da versão mais recente da "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" estabelecida pelo Conselho Executivo. Foi usada a versão mais recente (05.2).

O proprietário do projeto notificou à UNFCCC e à AND brasileira sobre sua intenção de desenvolver esta atividade do projeto no âmbito do MDL em 08/06/2010.

Passo 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto de acordo com as leis e normas vigentes

Passo 1a. Definir alternativas à atividade do projeto:

**Resultado do passo 1a:**

- a) Alternativa 1: A atividade do projeto proposta não é realizada como um projeto de MDL.
- b) Alternativa 2: A continuação da situação atual, ou seja, a energia gerada no projeto seria gerada em centrais elétricas novas e existentes interligadas à rede no sistema elétrico;

Passo 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias:**Resultado do passo 1b:**

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

Passo 2. Análise de investimentos

A “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (Versão 05.2) afirma que os participantes do projeto podem optar por aplicar o passo 2 (análise de investimentos) ou o passo 3 (análise de barreiras) para demonstrar a adicionalidade do projeto.

De acordo com isso, a análise de investimentos determinará se a atividade do projeto proposta não é:

- (a) A mais atraente econômica ou financeiramente; ou
- (b) Econômica ou financeiramente viável, sem a receita da venda das reduções certificadas de emissões (RCEs)

Para realizar a análise de investimentos, são usados os seguintes passos:

Subpasso 2a: Determinar o método de análise apropriado

A ferramenta de adicionalidade lista três métodos de análise: Análise de custo simples (Opção I), Análise comparativa de investimentos (Opção II) e Análise de benchmark (Opção III).

A Opção I não se aplica ao projeto, pois este irá gerar benefícios das vendas de eletricidade assim como da receita relacionada ao MDL. A opção II não é aplicável devido a que existe apenas uma opção de investimento.

Resultado do subpasso 2a: Os participantes do projeto optaram pela análise de benchmark (Opção III).

Subpasso 2b: Opção III. Aplicar a análise de benchmark

Para fins desta análise de investimentos, a TIR foi considerada o indicador mais adequado para comparar todos os cenários em análise. A comparação adequada do benchmark como apresentada a seguir foi definida de acordo com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (Ferramenta de adicionalidade) e alinhada com a “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos” (Orientação sobre a análise de investimentos).

O parâmetro de benchmark usado para essa análise comparativa foram as taxas de títulos do governo aumentadas de um prêmio de risco adequado, calculado conforme descrito a seguir:



Tabela 5 - Método de cálculo do benchmark

A	Taxa de títulos do governo brasileiro NTN-B, vencimento em 2035 (vencimento semelhante à vida útil do projeto, termos reais)
B	Prêmio de risco do mercado (S&P 500 - Títulos do Tesouro)
C	Beta desalavancado (concessionárias de eletricidade)
D = A + B x C	Benchmark - Termos reais
E	Taxa de inflação (IPCA)
D = A + B x C + E	Benchmark - Termos Nominais

Taxa de títulos brasileira

A taxa de títulos do governo escolhida é o Título brasileiro NTN-B 2035, com vencimento semelhante ao da atividade do projeto. A rentabilidade tem como base a taxa de inflação (*IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo*) aumentada de uma taxa fixa no momento da aquisição.⁴ A taxa fixa usada para o cálculo do benchmark teve como base os três anos anteriores à decisão de investimento no projeto (ou seja, 2007, 2008 e 2009⁵), resultando em 6,89%. A taxa de inflação foi considerada nesta análise, pois a análise de investimentos é feita em termos reais. O detalhe do cálculo do Título brasileiro NTN-B 2035 está descrito a seguir:

Tabela 6 - Cálculo da Taxa de títulos brasileira

Ano	Média
2007	6,71%
2008	7,24%
2009	6,72%
Média dos três anos	6,89%

Prêmio de risco do mercado

Para calcular esse spread, os participantes do projeto usaram o prêmio de risco calculado pela diferença histórica média entre os Títulos do Tesouro norte-americano e o S&P 500. Isso resultaria em um prêmio de risco do mercado de 6,03%.⁶

Beta desalavancado

Para estimar o risco de investimento em um projeto de geração de energia, os participantes do projeto adotaram o beta de todas as concessionárias (0,48)⁷ em vez do beta das empresas com o mesmo perfil de risco (como empresas públicas com o mesmo portfólio), porque isso resultaria em uma comparação complexa (coleta de dados, cálculo, referências etc.). Além disso, essa abordagem é considerada conservadora, pois a maior parte das concessionárias opera com tecnologias amplamente conhecidas, menos arriscadas que os projetos de energia eólica.

Os detalhes do cálculo do beta desalavancado para todas as concessionárias são os seguintes:

⁴ Fonte: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/consulta_titulos/consultatitulos.asp, acessado em 04 de janeiro de 2011.

⁵ Fonte: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/historico.asp, acessado em 04 de janeiro de 2011

⁶ <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>

⁷ <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/totalbeta.xls>



Tabela 7 - Cálculo do Beta desalavancado

<i>Nome do setor</i>	<i>Número de empresas</i>	<i>Beta desalavancado corrigido para caixa</i>
Concessionária de eletricidade (Central)	23	0,46
Concessionária de eletricidade (Leste)	25	0,49
Concessionária de eletricidade (Oeste)	14	0,49
	Média	0,48

Taxa de inflação (IPCA)

Para calcular o benchmark em termos nominais, os participantes do projeto acrescentaram a taxa de inflação do país ou o IPCA ao benchmark em termos reais. O IPCA é uma elevação no nível geral de preços das mercadorias e serviços na economia brasileira em um período de tempo; este valor de 4,60% é fornecido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Com esses dados de entrada, o benchmark foi calculado conforme descrito a seguir:

Tabela 8 - Valor do benchmark

Benchmark - PCEEO2		
A	Taxa de títulos do governo brasileiro NTN-B, vencimento em 2035 (vencimento semelhante à vida útil do projeto, termos reais)	6,89%
B	Prêmio de risco do mercado (S&P 500 - Títulos do Tesouro)	6,03%
C	Beta desalavancado (concessionárias de eletricidade)	0,48
D = A + B x C	Benchmark - Termos reais	9,78%
E	Taxa de inflação (IPCA)	4,60%
D = A + B x C + E	Benchmark - Termos Nominais	14,38%

No entanto, a versão 04 de "Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimento" apresenta em seu anexo os valores padrão para o retorno sobre o patrimônio líquido para todos os países. Para o Brasil, o país anfitrião do projeto, essa diretriz classifica este país dentro do nível Baa3 na escala Moody para a classificação de títulos. Além disso, a atividade de projeto está incluído no grupo 1 desta avaliação devido a que esta incluído na indústria de geração de energia.

Considerando todas estas premissas, o retorno sobre o patrimônio em termos reais para essa atividade de projeto é de 11,75%, mas considerando este valor em termos nominais, com uma taxa de inflação de 4,6%, o retorno sobre o patrimônio atinge o valor de 16,35%.

Dado que esta ferramenta não estava disponível quando os participantes do projeto tomaram a decisão de iniciar o projeto, esta opção não tinha sido levado em consideração. No entanto, os participantes do projeto consideraram oportuno manter o valor antigo de 14,38%, com a intenção de ter uma abordagem mais conservadora, já que é na verdade menos de 16,35%, calculada com esta nova ferramenta.

Resultado del subpasso 2b: O Benchmark do projeto é 14,38%.

Subpasso 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros



Essa análise tem como base informações confidenciais e seus detalhes foram disponibilizados somente para a Entidade Operacional Designada.

As hipóteses a seguir foram feitas para fins do cálculo dos indicadores financeiros:

Tabela 9 - Valores financeiros e impostos para o PCEEO2

	Sangradouro 2	Sangradouro 3	Osório 2	Osório 3
Tarifa de eletricidade [R\$/MWh]	149,99	149,99	149,99	137,79
Duração do CCVE [anos]	20	20	20	20
Capacidade instalada [MW]	26	24	24	26
Geração líquida de eletricidade [MWh]	90.760	82.544	84.196	91.428
Vida útil operacional [anos]	20	20	20	20
Fator de carga [%]	39,8	39,3	40	40,1
Impostos (PIS/Cofins)	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%
Impostos (renda / CSLL)	34%	34%	34%	34%
TJLP ⁸	6%	6%	6%	6%
Spread financeiro	2%	2%	2%	2%
IPCA (Taxa da inflação brasileira)	Média 4,6%	Média 4,6%	Média 4,6%	Média 4,6%
Inflação da Eurozona	Média 1,5%	Média 1,5%	Média 1,5%	Média 1,5%
Participação do capital próprio	35%	35%	35%	35%
Participação da dívida	65%	65%	65%	65%
Período de obtenção de créditos [anos]	7	7	7	7
Investimento estático total [R\$]	115.390.191	106.730.863	110.567.891	116.671.704
O&M [R\$/MWh]	17	17	17	17
TUST ⁹ [R\$/MW]	16.824	16.824	16.824	16.824
% Receita	7,04%	7,04%	7,04%	7,04%
CDI%	9,27%	9,27%	9,27%	9,27%

As condições de financiamento do BNDES para projetos de energia alternativa, que incluem projetos de energia eólica, são: TJLP + remuneração do BNDES (0,9%) + Risco de Crédito (até 3,57%), como indicado na PP ter considerado de 2% para risco de crédito (muito menor do que 3,57%). O valor apresentado é conservador.

Com base nesses valores, a análise financeira a seguir foi feita:

⁸ TJLP (Tasa de Juros de Longo Prazo)

⁹ TUST(Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão).



Tabela 10 - Fluxo de caixa para o PCEEO2

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total revenue	-	-	32,960,573	58,840,051	61,487,854	64,254,807	67,146,273	70,167,856	73,325,409	76,625,053	80,073,180
PIS/COFINS (lucro Real)	-	0	-2,485,520	-4,429,360	-4,628,682	-4,835,624	-5,053,227	-5,280,622	-5,518,250	-5,766,571	-6,026,067
Net revenue	-	-	30,475,053	54,410,691	56,859,172	59,419,183	62,093,047	64,887,234	67,807,159	70,858,481	74,047,113
Power MW		0.0	58.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Energy MWh		0	201,943	348,910	348,910	348,910	348,910	348,910	348,910	348,910	348,910
TUST	-	-	-1,071,712	-1,932,778	-2,019,753	-371,870	-2,117,259	-2,144,036	-2,240,518	-2,341,341	-2,446,702
O&M	-	-	-3,770,489	-6,814,202	-7,120,841	-7,441,279	-7,776,137	-8,126,063	-8,491,736	-8,873,864	-9,273,187
Other variable costs	-	-	-2,319,602	-4,140,872	-4,327,211	-4,536,515	-4,740,658	-4,953,988	-5,176,917	-5,409,878	-5,653,323
Operational costs	-	-	-7,161,803	-12,887,852	-13,467,805	-12,349,664	-14,634,054	-15,224,087	-15,909,171	-16,625,083	-17,373,212
EBITDA	-	-	23,313,250	41,522,839	43,391,367	47,069,519	47,458,993	49,663,147	51,897,988	54,233,398	56,673,901
Depreciation	-	-	-13,462,526	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366
EBIT	-	-	9,850,724	18,279,473	20,148,001	23,826,153	24,215,626	26,419,781	28,654,622	30,990,032	33,430,535
Financial expenses	-	-	-13,170,184	-24,902,112	-23,246,570	-21,591,028	-19,935,486	-18,279,944	-16,624,402	-14,968,860	-13,313,318
Financial revenues	-	-0	990,522	1,813,721	1,690,024	1,985,298	2,420,102	3,010,475	3,742,051	4,305,775	4,724,293
Capital interests	-	-	-	-	-	-1,920,292	-3,048,610	-5,073,392	-7,176,384	-9,248,761	-9,578,747
Financial result	-	-0	-12,179,663	-23,088,391	-21,556,546	-21,526,023	-20,563,994	-20,342,861	-20,058,734	-19,911,845	-18,167,772
LAIR	-	-0	-2,328,939	-4,808,918	-1,408,545	2,300,130	3,651,632	6,076,920	8,595,888	11,078,186	15,262,763
IR e CS	-	-	-	-	-	-782,044	-1,241,555	-2,066,153	-2,922,602	-3,766,583	-5,189,339
Net profit	-	-0	-2,328,939	-4,808,918	-1,408,545	1,518,086	2,410,077	4,010,767	5,673,286	7,311,603	10,073,423
EBITDA	-	-	23,313,250	41,522,839	43,391,367	47,069,519	47,458,993	49,663,147	51,897,988	54,233,398	56,673,901
Financial activities cash flow	-44,767,100	-224,309,401	-157,923,146	41,819,095	44,925,681	47,966,260	48,605,083	50,423,790	52,531,201	54,577,972	56,005,479
Initial cash				22,361,001	7,598,495	8,997,215	13,171,764	18,512,360	25,302,424	30,228,179	33,824,555
Capital expenditures	15,668,485	78,508,290	63,099,451	-	-	-	-	-	-	-	-
Debt expenditures	29,098,615	145,801,111	117,184,695	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash before Debt Service	-	-	22,361,001	64,180,096	52,524,176	56,963,475	61,776,847	68,936,150	77,833,625	84,806,151	89,830,035
Debt Service	-	-	-	-45,596,388	-43,940,846	-42,285,304	-40,629,762	-38,974,220	-37,318,678	-35,663,136	-34,007,594
Allocation in saving account	-	-	-	-10,985,212	413,886	413,886	413,886	413,886	413,886	413,886	413,886
Free cash after service debt (including accumulated cash)	-	-	22,361,001	7,598,495	8,997,215	15,092,056	21,560,971	30,375,816	40,928,832	49,556,901	56,236,326
Shareholders distribution	-	-	-	-	-	-1,920,292	-3,048,610	-5,073,392	-10,700,653	-15,732,346	-18,669,562
Final cash	-	-	22,361,001	7,598,495	8,997,215	13,171,764	18,512,360	25,302,424	30,228,179	33,824,555	37,566,764
Total distribution to shareholders	-	-	-	-	-	1,920,292	3,048,610	5,073,392	10,700,653	15,732,346	18,669,562
Capital Expenditures	-15,668,485	-78,508,290	-63,099,451	0	0	0	0	0	0	0	0
Salvage value	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash flow to Equity	-15,668,485	-78,508,290	-63,099,451	-	-	1,920,292	3,048,610	5,073,392	10,700,653	15,732,346	18,669,562
FCFE	-15,668,485	-78,508,290	-63,099,451	-	-	1,920,292	3,048,610	5,073,392	10,700,653	15,732,346	18,669,562

Equity IRR 10.04

Continua...



2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
83,676,473	87,441,914	91,376,800	95,488,756	99,785,751	104,276,109	108,968,534	113,872,118	118,996,364	124,351,200	129,947,004	56,227,076
-6,297,240	-6,580,616	-6,876,743	-7,186,197	-7,509,576	-7,847,507	-8,200,644	-8,569,673	-8,955,309	-9,358,298	-9,779,421	-4,221,066
77,379,233	80,861,299	84,500,057	88,302,560	92,276,175	96,428,603	100,767,890	105,302,445	110,041,055	114,992,902	120,167,583	52,006,009
100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	42.0
348,910	348,910	348,910	348,910	348,910	348,910	348,910	348,910	348,910	348,910	348,910	146,968
-2,556,803	-2,671,860	-2,792,093	-2,917,737	-3,049,036	-3,186,242	-3,329,623	-3,479,456	-3,636,032	-3,799,653	-3,970,637	-1,742,713
-9,690,481	-10,126,553	-10,582,247	-11,058,449	-11,556,079	-12,076,102	-12,619,527	-13,187,406	-13,780,839	-14,400,977	-15,049,021	-6,624,184
-5,907,722	-6,173,570	-6,451,381	-6,741,693	-7,045,069	-7,362,097	-7,693,391	-8,039,594	-8,401,376	-8,779,438	-9,174,512	-3,969,741
-18,155,007	-18,971,982	-19,825,721	-20,717,879	-21,650,183	-22,624,442	-23,642,541	-24,706,456	-25,818,246	-26,980,067	-28,194,170	-12,336,639
59,224,226	61,889,317	64,674,336	67,584,681	70,625,992	73,804,161	77,125,348	80,595,989	84,222,809	88,012,835	91,973,413	39,669,371
-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-23,243,366	-9,780,840
35,980,860	38,645,950	41,430,970	44,341,315	47,382,625	50,560,795	53,881,982	57,352,623	60,979,442	64,769,469	68,730,046	29,888,531
-11,657,776	-10,002,233	-8,346,691	-6,691,149	-5,035,607	-3,380,065	-1,724,523	-241,433	-	-	-	-
5,155,205	5,602,918	6,067,964	6,550,898	7,052,299	7,572,772	8,112,946	9,140,435	2,963,572	3,055,738	3,153,025	1,561,573
-9,637,704	-9,705,901	-9,783,610	-9,871,110	-9,968,697	-10,076,676	-10,195,366	-10,325,101	-5,173,636	-3,797,168	-2,421,517	-1,046,717
-16,140,275	-14,105,217	-12,062,337	-10,011,362	-7,952,005	-5,883,969	-3,806,943	-1,426,099	-2,210,064	-741,430	731,509	514,855
19,840,585	24,540,733	29,368,632	34,329,953	39,430,621	44,676,826	50,075,039	55,926,524	58,769,378	64,028,038	69,461,555	30,403,386
-6,745,799	-8,343,849	-9,985,335	-11,672,184	-13,406,411	-15,190,121	-17,025,513	-19,015,018	-19,981,589	-21,769,533	-23,616,929	-10,337,151
13,094,786	16,196,884	19,383,297	22,657,769	26,024,210	29,486,705	33,049,526	36,911,506	38,787,790	42,258,505	45,844,626	20,066,235
59,224,226	61,889,317	64,674,336	67,584,681	70,625,992	73,804,161	77,125,348	80,595,989	84,222,809	88,012,835	91,973,413	39,669,371
57,421,105	58,926,880	60,524,880	62,220,866	64,018,437	65,921,965	67,936,016	70,432,186	66,902,557	68,983,204	71,179,461	35,252,462
37,566,764	41,453,837	45,489,861	49,679,097	54,025,987	58,535,166	63,211,463	70,603,589	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
94,987,869	100,380,131	106,014,740	111,899,963	118,044,425	124,457,130	131,147,478	141,035,775	66,902,557	68,983,204	71,179,461	35,252,462
-32,352,052	-30,696,510	-29,040,968	-27,385,425	-25,729,883	-24,074,341	-22,418,799	-10,588,571	-	-	-	-
413,886	413,886	413,886	413,886	413,886	413,886	2,957,557	2,647,143	-	-	-	-
63,049,703	70,097,507	77,387,658	84,928,423	92,728,427	100,796,675	111,686,236	133,094,346	66,902,557	68,983,204	71,179,461	35,252,462
-21,595,866	-24,607,646	-27,708,562	-30,902,435	-34,193,261	-37,585,212	-41,082,647	-133,094,346	-66,902,557	-68,983,204	-71,179,461	-35,252,462
41,453,837	45,489,861	49,679,097	54,025,987	58,535,166	63,211,463	70,603,589	-	-	-	-	-
21,595,866	24,607,646	27,708,562	30,902,435	34,193,261	37,585,212	41,082,647	133,094,346	66,902,557	68,983,204	71,179,461	35,252,462
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21,595,866	24,607,646	27,708,562	30,902,435	34,193,261	37,585,212	41,082,647	133,094,346	66,902,557	68,983,204	71,179,461	35,252,462
21,595,866	24,607,646	27,708,562	30,902,435	34,193,261	37,585,212	41,082,647	133,094,346	66,902,557	68,983,204	71,179,461	35,252,462

TIR do Capital Próprio	9,99%
------------------------	-------



A análise de investimentos mostra que a atividade de projeto do MDL tem um indicador menos favorável (TIR = 9,99%, excluindo a receita da RCE) do que o benchmark definido (14,38% ao ano). Como resultado, a atividade de projeto do MDL não pode ser considerada a mais atraente do ponto de vista financeiro ou econômico.

Resultado do Subpasso 2c: A TIR depois de impostos para este projeto é de 9,99%

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

Foi realizada uma análise de sensibilidade alterando-se os seguintes parâmetros:

- Variação de despesas de capital (CapEx, Capital Expenditures);
- Variação de despesas operacionais (OpEx, Operational Expenses);
- Receita do projeto (Receita).

Essas variáveis foram submetidas a variações negativas e positivas de mesma magnitude porque tendem a flutuar ao longo do tempo e constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto.

Foi realizada a análise de sensibilidade em primeiro lugar alterando cada um desses parâmetros em +/- 10% e avaliando o impacto na TIR do capital próprio. Os resultados e a avaliação da probabilidade de variar cada parâmetro são apresentados a seguir:

Tabela 11 - Análise de sensibilidade

	Variação	TIR do Capital Próprio
CapEx	-10%	10,10%
	10%	9,94%
OpEx	-10%	10,58%
	10%	9,49%
Receita	-10%	7,60%
	10%	12,26%
Caso base	0%	10,04%

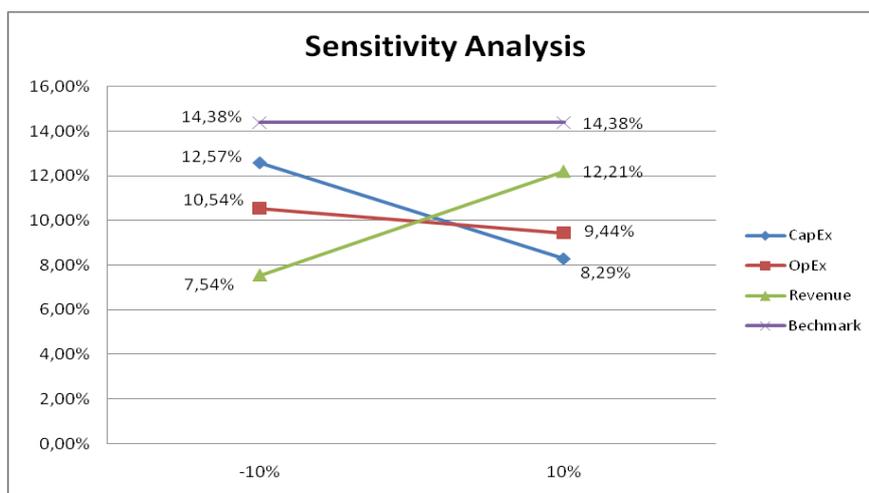


Figura 2 - Análise de sensibilidade



De acordo com os dados apresentados acima, este projeto não é considerado financeiramente atraente, pois a TIR não alcança o benchmark, mesmo com a variação de 10% dos principais acionadores de valor.

A TIR somente alcançaria o benchmark se:

- As receitas fossem significativamente aumentadas para R\$ 39,6 milhões (valor de 2012) (Receita aumentada somente por causa da inflação). Como o preço da energia é fixado pelo CCVE, isso somente é possível se a geração de energia alcançar 418,8 GWh/ano, que é 21% maior que o maior valor apresentado pelo estudo eólico do DEWI (P50 – 349 GWh/ano). Além disso, a incerteza na produção de energia é de 10% como indicado na pesquisa do vento¹⁰ por isso ainda aumentando essa variação de sensibilidade até 20% devido à incerteza, o projeto ainda estaria benchmark. Consequentemente, não é uma hipótese razoável que esse volume de geração seja alcançado regularmente.
- O Capex foi reduzido para R\$ 38,1 milhões, uma variação de -14,79%. Como a principal despesa é a compra dos WECs e o seu preço não mudou significativamente desde a data de início do projeto, a redução de 14,79% nas despesas de capital orçadas não é uma hipótese razoável. Pelo contrário, é sempre possível e bem comum que as despesas de capital aumentem por causa dos estouros de custo.
- Os custos de O&M foram reduzidos em 84,90%. Como o principal custo é a manutenção dos WECs e seu preço não mudou significativamente desde a data de início do projeto, a redução de 84,90% nos custos de manutenção orçados não é uma hipótese razoável.

Esses resultados mostram que somente em circunstâncias altamente não realistas e muito favoráveis é que seria possível alcançar o benchmark da TIR do capital próprio. Na realidade, as circunstâncias são tipicamente mais desfavoráveis que o projetado e a TIR diminuiria para ainda mais longe do benchmark.

Resultado do Subpasso 2d: Podemos concluir que a TIR é menor que o benchmark para uma faixa realista de hipóteses para os parâmetros de entrada da análise de sensibilidade e, portanto, que o projeto “não deve ser financeiramente/economicamente atraente” como definido pela Ferramenta de adicionalidade.

Passo 3. Análise de barreiras

Subpasso 3a: Identificar barreiras que impediriam a implementação da atividade do projeto de MDL proposta:

Os participantes do projeto decidiram não apresentar uma análise de barreiras, pois uma análise de investimentos já tinha sido apresentada no Passo 2.

Passo 4. Análise da prática comum

De acordo com a Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade, os projetos são considerados semelhantes à atividade do projeto se estão no mesmo país/região e/ou se têm como base uma tecnologia

¹⁰ DEWI Energy Yield Assessment for the Wind Farm Palmares do Sul



amplamente semelhante, são de uma escala similar e ocorrem em um ambiente comparável com relação a marco regulatório, clima de investimentos, acesso a tecnologia, acesso a financiamento etc.

Subpasso 4a: Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta:

A “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” afirma claramente que a análise da prática comum deve incluir “*quaisquer outras atividades que estejam em operação e sejam semelhantes à atividade do projeto proposta.*” Portanto, a atividade do projeto será comparada a todos os 51 parques eólicos em operação no Brasil.

De acordo com a ANEEL, existem atualmente 51¹¹ parques eólicos em operação no Brasil, 18 em construção, e 97 com licenças, mas não ainda em construção. Os cinquenta e um projetos em operação têm uma capacidade total instalada de 929 MW, que representa somente 0,76% do fornecimento de eletricidade do país.

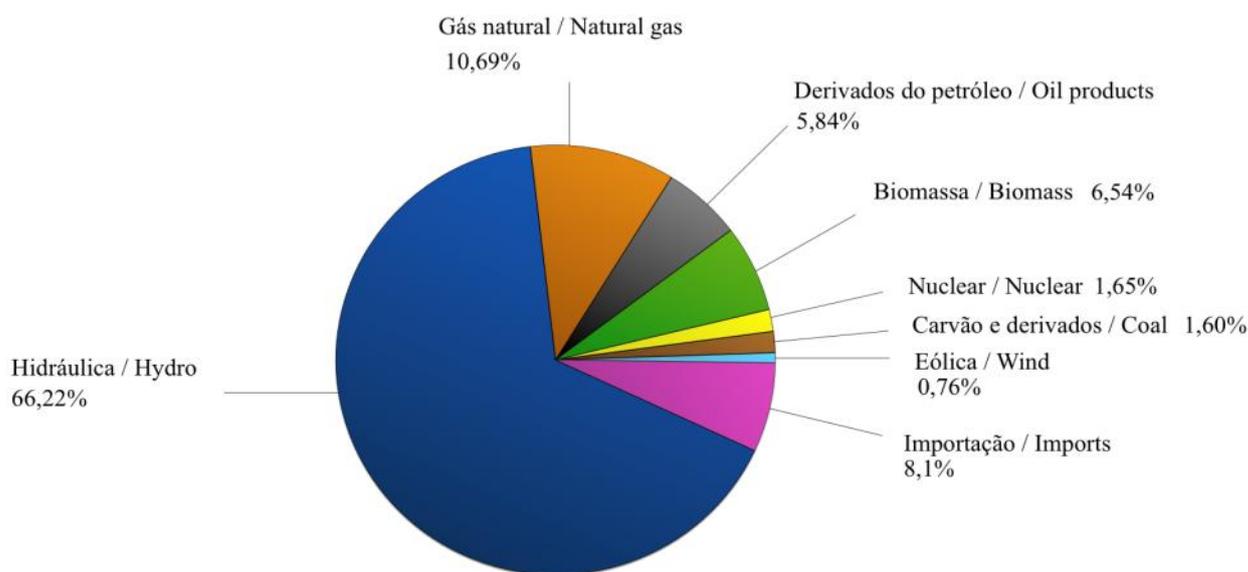


Figura 3 - Fontes de fornecimento de eletricidade no Brasil

A tabela a seguir lista todos os projetos eólicos em operação atualmente no Brasil.

Tabela 12 - Lista de projetos em operação

Planta	Capacidade e instalada (MW)	Estado do Brasil	PROINFA	MDL	Status do MDL
Praia Formosa	104,4	CE	SIM ¹	SIM ²	Validação
Canoa Quebrada	57	CE	SIM ¹	SIM ³	Validação

¹¹ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=7&fase=3>



Eólica Icaraizinho	54,6	CE	SIM ¹	SIM ²	Validação
Parque Eólico de Osório	50	RS	SIM ¹	SIM ⁶	Registrado
Parque Eólico Sangradouro	50	RS	SIM ¹	SIM ⁶	Registrado
Parque Eólico dos Índios	50	RS	SIM ¹	SIM ⁶	Registrado
Parque Eólico de Palmares	8	RS	NÃO	SIM	Consideração anterior
Bons Ventos	50	CE	SIM ¹	NÃO	-
Alegria I	51	RN	SIM ¹	NÃO	-
RN – Rio do Fogo	49,3	RN	SIM ¹	NÃO	-
Volta do Rio	42	CE	SIM ¹	NÃO	-
Parque Eólico Enacel	31,5	CE	SIM ¹	NÃO	-
Eólica Praias de Parajuru	28,804	CE	SIM ¹	NÃO	-
Praia do Morgado	28,8	CE	SIM ¹	NÃO	-
Gargaú	28,05	RJ	SIM ¹	SIM ⁷	Validação
Parque Eólico de Beberibe	25,6	CE	SIM ¹	NÃO	-
Foz do Rio Choró	25,2	CE	SIM ¹	SIM ²	Validação
Eólica Paracuru	23,4	CE	SIM ¹	SIM ²	Validação
Pedra do Sal	18	PI	SIM ¹	NÃO	-
Taíba Albatroz	16,5	CE	SIM ⁵	NÃO	-
Eólica Canoa Quebrada	10,5	CE	SIM ¹	NÃO	-
Millennium	10,2	PB	SIM ¹	NÃO	-
Eólica de Prainha	10	CE	NÃO	NÃO	-
Eólica Água Doce	9	SC	SIM ¹	SIM ⁵	Registrado
Eólica de Taíba	5	CE	NÃO	NÃO	-
Pirauá	4,95	PE	SIM ¹	NÃO	-
Xavante	4,95	PE	SIM ¹	NÃO	-
Mandacaru	4,95	PE	SIM ¹	NÃO	-
Santa Maria	4,95	PE	SIM ¹	NÃO	-
Gravatá Fruitrade	4,95	PE	SIM ¹	NÃO	-
Parque Eólico do Horizonte	4,8	SC	NÃO	SIM	Registrado
Vitória	4,5	PB	SIM ¹	NÃO	-
Presidente	4,5	PB	SIM ¹	NÃO	-
Camurin	4,5	PB	SIM ¹	NÃO	-
Albatroz	4,5	PB	SIM ¹	NÃO	-
Coelhos I	4,5	PB	SIM ¹	NÃO	-
Coelhos II	4,5	PB	SIM ¹	NÃO	-
Coelhos III	4,5	PB	SIM ¹	NÃO	-
Coelhos IV	4,5	PB	SIM ¹	NÃO	-
Atlântica	4,5	PB	SIM ¹	NÃO	-
Caravela	4,5	PB	SIM ¹	NÃO	-
Mataraca	4,5	PB	SIM ¹	NÃO	-
Lagoa do Mato	3,23	CE	SIM ¹	SIM ³	Validação
Eólio – Eletrica de Palmas	2,5	PR	NÃO	NÃO	-
Mucuripe	2,4	CE	NÃO	NÃO	-
Macau	1,8	RN	NÃO	SIM ⁴	Registrado
Eólica de Bom Jardim	0,6	SC	SIM ¹	NÃO	-
Eólica de Fernando de	0,225	PE	NÃO	NÃO	-



Noronha					
Eólica Olinda	0,225	PE	NÃO	NÃO	-
Alhandra	6,3	PB	SIM ¹	NÃO	-
IMT	0,0022	PR	NÃO	NÃO	-

1 – Site da Eletrobras, projetos aprovados no 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 10 de dezembro de 2010).

2 – Projeto de MDL - Projeto de Energia Eólica de Icará:

<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/HSLJUUZ9G0RMHT1A6S1F14IMVIZ45B/view.html> (Acessado em 10 de dezembro de 2010).

3 – Projeto de MDL - Projeto de Energia Eólica de Rosa dos Ventos:

<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/HMOI5ZUNC27YH7DVBYBCFCRPUZQ09/view.html> (Acessado em 10 de dezembro de 2010).

4 – Projeto de MDL - Projeto de Geração de Energia Eólica de Horizonte:

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151534607.76/view> (Acessado em 10 de dezembro de 2010).

5 – Projeto de MDL - Projeto de Geração de Energia Eólica de Água Doce:

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1156244716.38/view> (Acessado em 10 de dezembro de 2010).

6 – Projeto de MDL - Projeto da Central Elétrica Eólica de Osório:

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1158843861.54/view> (Acessado em 10 de dezembro de 2010).

7 – Projeto de MDL - Central Elétrica Eólica de Gargaú:

<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/J6EQPTU2VOQJKGG6LHWEERQVH5Z72F/view.html> (Acessado em 10 de dezembro de 2010).

Subpasso 4b: Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

A Tabela 12 mostra todas as centrais elétricas eólicas em operação, inclusive as que receberam incentivos do programa PROINFA. O PROINFA foi criado em abril de 2002 através da lei 10.438, que tinha como objetivo aumentar o desenvolvimento dos projetos de energia renovável no Brasil. Os tipos de projeto considerados neste programa foram os projetos hídricos, de biomassa e energia eólica. Este programa garantia um contrato de compra e venda de energia elétrica de 20 anos, com preço inicial acima dos preços de mercado na época. O programa PROINFA não deve ser expandido e os projetos atualmente em desenvolvimento não desfrutam de benefícios semelhantes. Portanto, os projetos do PROINFA não podem ser considerados semelhantes ao PCEEO2.

Além disso, de acordo com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”, “*outras atividades de projeto do MDL (atividades do projeto registradas e atividades do projeto que foram publicadas no website da UNFCCC para consulta pública internacional como parte do processo de validação) não estão incluídas nesta análise*”.

Removendo os projetos de MDL e do PROINFA da tabela 12, a lista fica reduzida aos seguintes projetos na tabela 13:



Tabela 13 - Lista de projetos em operação que não são projetos do PROINFA nem de MDL.

Planta	Capacidade instalada (MW)	Estado	Proprietário	Início da operação
Eólica de Prainha	10	CE	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda.	1/1/1999
Eólica de Taíba	5	CE	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda.	1/12/1998
Eólio – Eletrica de Palmas	2.5	PR	Centrais Eólicas do Paraná Ltda.	1/1/1999
Mucuripe	2.4	CE	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda.	1/1/2002
Eólica de Fernando de Noronha	0,225	PE	Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE	1/1/2001
Eólica Olinda	0,225	PE	Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE	1/1/1999
IMT	0,002	PR	Electra Power Geração de Energia Ltda.	

A Tabela 13 mostra sete plantas eólicas, que pertencem a quatro entidades diferentes. Essas plantas totalizam 20.352 MW, que representam 2,2% da energia eólica total instalada no Brasil, e 20,3% do PCEE02:

- A *Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda.*¹² é um fabricante de turbinas eólicas (ENERCON) que desenvolveu 4 projetos no Brasil (17,4 MW). Esses projetos estão entre os primeiros desenvolvidos no Brasil, e serviram para promover os produtos da Wobben. Portanto, os projetos desenvolvidos pela Wobben não podem ser considerados semelhantes ao PCEE02;
- As *Centrais Eólicas do Paraná Ltda.*¹³ são 100% de propriedade da COPEL, uma concessionária pública; portanto, seu projeto não pode ser comparado aos projetos desenvolvidos por empresas privadas, pois as empresas públicas podem desenvolver projetos sem ser por retorno financeiro e sua avaliação de risco é significativamente diferente. Além disso, seu projeto foi desenvolvido em 1999 e é bem pequeno (40 vezes menor que o PCEE02);
- O *Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE* é uma entidade governamental ligada a uma universidade federal. Portanto, seus projetos são projetos acadêmicos demonstrativos (400 vezes menores que o PCEE02) e não são relevantes como geradores eólicos;
- A *Electra Power Geração de Energia Ltda.*¹⁴ é uma empresa privada, mas seu projeto eólico IMT é extremamente pequeno. É um projeto eólico que foi instalado somente para fins de P&D.

¹² <http://www.wobben.com.br/>

¹³ <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F950F73FF30B18CD2032574020061FAB7>

¹⁴ <http://www.electrapower.com.br/>



Todos os projetos listados na Tabela 13 foram desenvolvidos por entidades bem diferentes dos desenvolvedores do PCEEO2 e/ou os projetos são de escala muito menor em comparação com o PCEEO2.

Resultado do passo 4:

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

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Para calcular a estimativa ex-ante de reduções de emissões para o primeiro período de obtenção de créditos, foram usados números estimados para os parâmetros que não estão disponíveis na validação ou que serão monitorados durante o período de obtenção de créditos.

Emissões do projeto

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

Onde:

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

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

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO₂e/ano);

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano y (tCO₂e/ano);

O PCEEO2 é uma central elétrica eólica, sem consumo de combustível fóssil. Consequentemente, $PE_{FF,y} = 0$ (nenhum consumo de combustível fóssil), $PE_{GP,y} = 0$ (este projeto não é uma central elétrica geotérmica) e $PE_{HP,y} = 0$ (este projeto não é uma central hidrelétrica).

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO₂ decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em decorrência da atividade do projeto. A metodologia considera que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por centrais elétricas interligadas à rede existentes e pela adição de novas centrais elétricas interligadas à rede. As emissões da linha de base devem ser calculadas da seguinte forma:

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

Onde:

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

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL no ano y (MWh/ano);



$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh);

O cálculo de $EG_{PJ,y}$ é diferente para (a) plantas totalmente novas, (b) modernizações e substituições e (c) adições de capacidade. O projeto é uma planta totalmente nova; conseqüentemente a opção (a) será usada:

(a) Centrais elétricas de energia renovável totalmente novas

Se a atividade do projeto envolver a instalação de uma central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede em um local onde nenhuma central elétrica renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto, então:

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

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL no ano y (MWh/ano);

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

Fugas

Nenhuma emissão das fugas é considerada. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões antes do processo a partir do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento, transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas.

Reduções de emissões

As reduções de emissões são calculadas como a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

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

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

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

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

$$ER_y = BE_y$$

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



O fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores de margem de operação (OM) e margem de construção (BM). Os cálculos para essa margem combinada se basearam nos dados de uma fonte oficial e foram disponibilizados ao público.

As reduções de emissões derivadas do deslocamento de combustíveis fósseis usados para geração de eletricidade de outras fontes são estimadas para o Sistema Interligado Nacional usando a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 2, como descrito a seguir.

Passo 1. Identificar o sistema de energia elétrica relevante

Para determinar os fatores de emissão da eletricidade, um sistema elétrico do projeto é definido pela extensão espacial das centrais elétricas que estão fisicamente interligadas através de linhas de transmissão e distribuição à atividade do projeto (por exemplo, a localização da central elétrica renovável ou os consumidores onde a eletricidade está sendo economizada) e que podem ser despachadas sem restrições significativas de transmissão.

A AND brasileira publicou um delineamento oficial do sistema elétrico do projeto no Brasil, considerando um sistema interligado nacional.¹⁵

Passo 2. Escolher se as centrais elétricas fora da rede devem ser incluídas no sistema elétrico do projeto (opcional)

Os participantes do projeto escolheram usar somente centrais elétricas interligadas à rede (Opção I).

Passo 3. Selecionar um método para determinar a margem de operação (OM)

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

- a) OM simples ou
- b) OM simples ajustada ou
- c) OM da análise dos dados de despacho ou
- d) OM média.

A AND brasileira é responsável pelo cálculo do fator de emissão da OM no Brasil. Ela usa o método c) OM da análise dos dados de despacho.

Para a OM da análise dos dados de despacho, é necessário usar o ano em que a atividade do projeto desloca eletricidade da rede e atualizar o fator de emissão anualmente durante o monitoramento.

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

O fator de emissão da OM da análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades geradoras da rede que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora h onde o projeto está deslocando eletricidade. Essa abordagem não se aplica aos dados históricos e, portanto, exige o monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$.

² A Resolução No. 8 da AND foi publicada em 26/05/2008 em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797.html>, acessado em 25/11/2010.



O fator de emissão é calculado como a seguir:

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

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação da análise dos dados de despacho no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh)

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

$EG_{PJ,y}$ = Total de eletricidade deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh)

h = Horas no ano y nas quais a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede

y = Ano no qual a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede

O $EF_{grid,OM,DD,y}$ é exibido no website da AND brasileira¹⁶, para o ano de 2009.

Para estimar as reduções de emissões para o primeiro período de obtenção de créditos, o $EF_{EL,DD,2009}$ foi calculado como média do $EF_{grid,OM,DD,y}$.

Passo 5. Identificar o grupo de unidades geradoras que devem ser incluídas na margem de construção

A AND brasileira é responsável pelo cálculo do fator de emissão da BM no Brasil.

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

Opção 1: Para o primeiro período de obtenção de créditos, calcular o fator de emissão da margem de construção ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra m quando do envio do MDL - DCP à EOD para validação. Para o segundo período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas quando do envio da solicitação de renovação do período de obtenção de créditos para a EOD. Para o terceiro período de obtenção de créditos, deverá ser usado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de créditos. Essa opção não exige o monitoramento do fator de emissão durante o período de obtenção de créditos.

Opção 2: Para o primeiro período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado anualmente, ex-post, incluindo as 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 as unidades construídas até o ano mais recente para o qual existem informações disponíveis. Para o segundo período de obtenção de créditos, o fator da margem de construção deverá ser calculado ex-ante, conforme descrito na opção 1 acima. Para o terceiro período de obtenção de créditos, deverá ser

¹⁶ Fonte: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>



usado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de créditos.

A *Opção 2* foi escolhida para o projeto proposto.

Passo 6. Calcular o fator de emissão da margem de construção

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração (tCO₂/MWh) de todas as unidades geradoras *m* durante o ano mais recente *y* para o qual os dados da geração de energia estão disponíveis, calculado como a seguir:

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

Essas informações também estão disponíveis no website da AND brasileira.

Passo 7. Calcular o fator de emissão da margem combinada

A margem combinada é calculada da seguinte maneira:

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

Os pesos padrão para atividades de projeto de geração de energia eólica e solar são os seguintes: $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$, fixos para o primeiro período de obtenção de créditos e para os períodos de obtenção de créditos subsequentes.

O fator de emissão de CO₂ da margem de construção e o fator de emissão de CO₂ da margem de operação serão monitorados ex-post. Portanto, o fator de emissão de CO₂ da margem combinada será ex-post.

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado / Parâmetro:	EF_{grid,CM,2009}
Unidade do dado:	tCO ₂ / MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada da rede brasileira no ano de 2009 usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Fonte do dado usada:	Calculado
Valor aplicado:	0,2055
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Esses dados ficarão arquivados eletronicamente e de acordo com os procedimentos internos, até 2 anos após o final do período de obtenção de créditos.
Comentário:	Calculado como a soma ponderada dos fatores de emissão de OM e BM, conforme explicado na próxima seção.

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

O fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores de margem de operação (OM) e margem de construção (BM): $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$, respectivamente.

Para calcular a estimativa ex-ante de reduções de emissões para o primeiro período de obtenção de créditos, foram usados dados públicos do governo.

Tabela 14 - Margem de operação

Margem de operação [tCO₂/MWh]	
2009 ($EF_{grid,OM,y}$)	
Janeiro	0,2813
Fevereiro	0,2531
Março	0,2639
Abril	0,2451
Mai	0,4051
Junho	0,3664
Julho	0,2407
Agosto	0,1988
Setembro	0,1622
Outubro	0,1792
Novembro	0,181
Dezembro	0,194
OM média	0,2476

Tabela 15 - Margem de construção

Margem de construção [tCO₂/MWh]	
2009 ($EF_{grid,BM,y}$)	0,0794

O fator de emissão da margem combinada é calculado da seguinte maneira:

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

Tabela 16 - Fator de emissão

Fator de emissão		
W_{BM}	0,25	
W_{OM}	0,75	
$EF_{grid,CM,y}$	0,2055	tCO₂/MWh

As reduções de emissões são calculadas como a seguir:



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

$$ER_y = 0,2055 \text{ tCO}_2/\text{MWh} * 348.648 \text{ MWh}$$

$$ER_y = 71.655 \text{ tCO}_2$$

B.6.4 Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões:

Tabela 17 - Estimativa ex-ante da redução de emissões

Ano	Estimativa da emissão da atividade do projeto (tCO ₂ e)	Estimativa das emissões da linha de base (tCO ₂ e)	Estimativa de fuga (tCO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões (tCO ₂ e)
2012	0	41.560	0	41.560
2013	0	71.655	0	71.655
2014	0	71.655	0	71.655
2015	0	71.655	0	71.655
2016	0	71.655	0	71.655
2017	0	71.655	0	71.655
2018	0	71.655	0	71.655
2019	0	17.913	0	17.913
Total	0	489.403	0	489.403

* De 01/04/2012 a 31/03/2019

B.7. Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Dado / Parâmetro:	EG_{PJ,y}
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade despachada à rede pela atividade do projeto
Fonte do dado a ser usada:	Medido continuamente na interligação do projeto à rede – subestação da CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica) e agregado por hora
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	348.648 MWh
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medido diretamente durante o período de obtenção de créditos na subestação elétrica "Osorio 2". Esses dados ficarão armazenados eletronicamente e de acordo com os procedimentos internos, até 2 anos após o final do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer por último. A informação medida pelo medidor da CEEE é usado para gerar as notas fiscais usando o software interno do medidor de energia do fabricante. Cada parque eólico tem um medidor de energia e



	medidor de backup dentro "dos Barros Lagoa" subestação. Metros regulamentos de calibração e da classe de precisão de 0,2% estão de acordo com a ANEEL / ONS.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	<p>A eletricidade despachada para a rede apresentada nas facturas pode ser conferida com o medidor de cada parque eólico, descontando as perdas de transmissão.</p> <p>Se a leitura de qualquer mês anterior do medidor principal for impreciso por acima do erro permissível, conforme especificado na folha de dados do medidor para a classe de precisão instalado, ou não, funcionou de modo adequado, a eletricidade gerada pelo projeto proposto deve ser determinada por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Em primeiro lugar, verificando os dados do medidor de backup, sempre que ele tenha medido dentro dos limites aceitáveis de precisão; • Se o medidor de backup não está dentro dos limites aceitáveis de precisão ou operou inapropriadamente, o proprietário do projeto e a CEEE (empresa de energia elétrica) elaborarão conjuntamente uma estimativa da leitura correta.
Comentário:	O valor de 348.648 MWh é a soma dos valores apresentados em cada um dos estudos de vento DEWI para os 4 parques eólicos

Data / Parameter:	EF_{OM,y}
Data unit:	tCO ₂ /MWh
Description:	Margem de operação do fator de emissão para a rede brasileira interconetada no ano y
Source of data to be used:	Calculado anualmente durante o preido de credito pela AND brasileira (CIMGC).
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	0.2476 tCO ₂ /MWh
Description of measurement methods and procedures to be applied:	Aplica procedimentos da "Ferramenta para calcular od fator de emissão de um sistema eletrico" Version 02.1
QA/QC procedures to be applied:	Para maiores detalhes conferir o site: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora
Any comment:	--

Data / Parameter:	EF_{BM,y}
Data unit:	tCO ₂ /MWh
Description:	Margem de construção do fator de emissão para a rede brasileira interconetada no ano y
Source of data to be used:	Calculado anualmente durante o preido de credito pela AND brasileira (CIMGC).
Value of data applied	0.0794 tCO ₂ /MWh



for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	
Description of measurement methods and procedures to be applied:	Aplica procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” Version 02.1
QA/QC procedures to be applied:	Para maiores detalhes conferir o site: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora
Any comment:	--

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:

1. Estrutura de gerenciamento e responsabilidade

A responsabilidade geral pelo monitoramento e pela elaboração de relatórios diários é do proprietário do projeto. Uma equipe dedicada ao projeto irá assegurar que os procedimentos de monitoramento sejam seguidos corretamente (registro e arquivamento dos dados, garantia da qualidade e controle da qualidade dos dados, calibração dos equipamentos, manutenções programadas e não programadas e adoção de medidas corretivas, se necessário).

1.1 Estrutura de gerenciamento

O gerente do projeto proposto terá a responsabilidade geral pelo processo de monitoramento, inclusive o acompanhamento das operações diárias informadas pelo supervisor do parque eólico, definição do pessoal envolvido no trabalho de monitoramento, revisão dos resultados/dados monitorados, e garantia de qualidade das medições e o processo de treinamento da nova equipe.

1.2 Responsabilidade do pessoal diretamente envolvido:

O pessoal envolvido no monitoramento será responsável pela realização das seguintes tarefas:

- Supervisionar e verificar a medição e o registro dos dados, inclusive a energia alimentada na rede;
- Coleta de dados adicionais, vendas/faturas;
- Calibração dos instrumentos de medição de acordo com as normas da ANEEL/ONS e com as especificações do fabricante;
- Monitoramento do arquivamento dos dados;
- Fornecimento de dados de monitoramento à EOD para verificação das reduções de emissões.

1.3 Suporte e participação de terceiros:

Os consultores / especialistas em MDL (internos e/ou externos) fornecerão o seguinte suporte à equipe do projeto:

- Preparar 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;
- Análise dos relatórios de monitoramento;
- Coordenação com as EODs para a preparação de verificações periódicas.

2. Registro e arquivamento dos dados

As medições da energia gerada e fornecida à rede serão monitoradas eletronicamente e armazenadas usando o Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA, do inglês "Supervisory Control and Data Acquisition"). Esse sistema é usado para a aquisição de dados, monitoramento remoto, controle de loop aberto e loop fechado para turbinas eólicas individuais e para o parque eólico. Ele permite que a equipe do projeto monitore o estado de operação em tempo real e analise os dados de operação salvos. Os dados monitorados por esse sistema serão mantidos legíveis, datados e prontamente identificáveis, e poderão ser acessados para fins de auditoria em arquivos eletrônicos ou em documentos físicos.

Outros documentos físicos como faturas, mapas impressos, diagramas e outras exigências relevantes de monitoramento serão coletados e armazenados em um local central. Para facilitar a referência do auditor à documentação relevante relacionada ao projeto, os documentos e os resultados do monitoramento serão indexados. Todas as informações eletrônicas e impressas serão armazenadas pelo proprietário do projeto e mantidas durante pelo menos 2 anos após o final do período de obtenção de créditos.

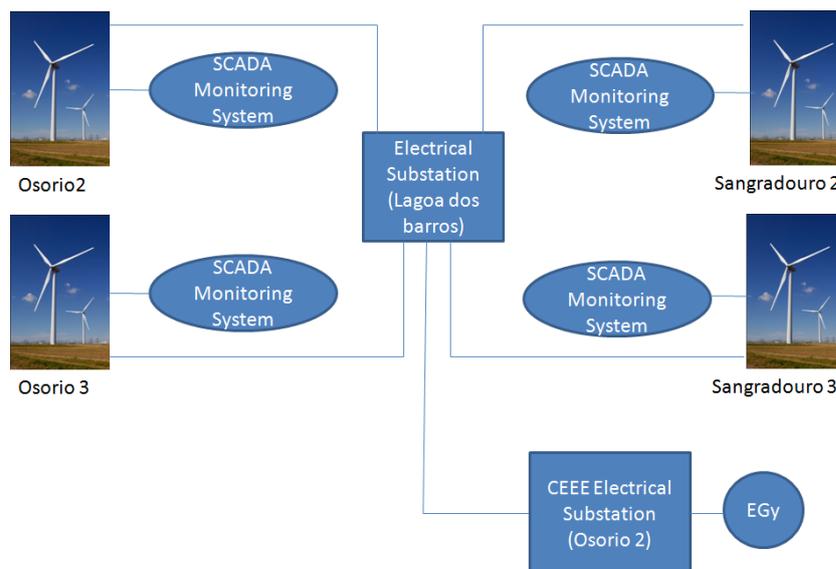


Figura 4 - Diagrama de fluxo da medição

3. Garantia de Qualidade e Controle de Qualidade

O proprietário do projeto manterá um medidor backup instalado que pode ser acessado em caso de falha do medidor principal, de acordo com os procedimentos do ONS. A necessidade desse medidor adicional será adequadamente avaliada pelo proprietário do projeto durante o período de obtenção de créditos.

Os equipamentos de medição para faturamento serão instalados na "subestação Osório 2", que pertence à CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica – o agente interligado) e que é o ponto de interligação do PCEEO2 com a rede elétrica. Além disso, cada parque eólico terá um medidor lacrado, que será



instalado na "Lagoa dos Barros subestação", ligado à Osório 2, e vai manter o registro da eletricidade gerada por cada parque eólico individualmente.

Os dados gerados serão analisados diariamente pelo pessoal de operação e analisados pelo gerente do projeto mensalmente. Para garantir a exatidão dos dados medidos e usados nos cálculos das reduções de emissões, o desenvolvedor do projeto irá fazer uma verificação cruzada entre essas informações e a quantidade de energia declarada nas notas fiscais de vendas (faturas).

Todas as coisas consideradas como geração de eletricidade do projeto serão monitoradas através do uso de equipamentos de medição no local do projeto; o parque eólico terá um medidor principal o na subestação Osório 2 para monitorar a eletricidade líquida fornecida à rede de acordo com os procedimentos do ONS. O medidor será calibrado de acordo com as normas locais e com as especificações do fabricante.

4. Manutenção periódica e calibração dos equipamentos

As inspeções de manutenção preventiva periódica serão realizadas pelo pessoal de operação. As atividades de manutenção não programadas também podem ser realizadas como forma de solucionar qualquer defeito, quebra, deficiência e falha nas turbinas eólicas e em outros sistemas relacionados. Se necessário, serão realizadas ações preventivas complementares pelo proprietário do projeto como forma de garantir o fornecimento de energia. Além disso, também serão definidas e adotadas ações corretivas se um problema for identificado durante as atividades de manutenção programadas e não programadas. Os proprietários do projeto manterão registros das inspeções da manutenção periódica.

Se qualquer leitura do mês anterior do medidor principal foi inexata, excedendo o erro permitido conforme especificado na ficha de dados metros para a classe de precisão instalado, ou de outro modo, ele funcionou inadequadamente, a eletricidade gerada pelo projeto proposto será determinada da seguinte maneira:

- 1) Em primeiro lugar, verificando os dados do medidor backup, a não ser que um teste feito por qualquer das partes revele que são inexatos;
- 2) Se o medidor backup não estiver dentro dos limites aceitáveis de exatidão ou estiver, de outro modo, funcionando inadequadamente o proprietário do projeto proposto e a empresa CEEE irão preparar em conjunto uma estimativa da leitura correta.

5. Verificação e resultados do monitoramento

A verificação dos resultados do monitoramento do projeto é um processo obrigatório exigido para todos os projetos de MDL. O objetivo principal da verificação é confirmar de forma independente que o projeto alcançou as reduções de emissões conforme relatado e projetado no DCP.

As responsabilidades pela verificação do projeto são as seguintes:

- Assinar um contrato de serviço de verificação com uma EOD específica e acordar um período de tempo para realizar as atividades de verificação. O proprietário do projeto proposto providenciará a verificação e irá preparar a auditoria e o processo de verificação da melhor forma possível.



- O proprietário do projeto proposto irá facilitar a verificação fornecendo à EOD todas as informações necessárias exigidas antes, durante, e no caso de consultas, após a verificação.
- O proprietário do projeto proposto irá cooperar totalmente com a EOD e instruir sua equipe e gerenciamento para ficarem disponíveis para entrevistas e responderem abertamente a todas as perguntas da EOD.

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

A data de conclusão da aplicação da metodologia para o estudo da atividade do projeto é 12/01/2011.

A pessoa/entidade que determina a linha de base é a seguinte:

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

Essa pessoa/entidade não é um participante do projeto.

SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos**C.1. Duração da atividade do projeto:****C.1.1. Data de início da atividade do projeto:**

14/12/2009, data do leilão.

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

20 anos com 0 meses

C.2. Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:**C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável:****C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

01/04/2012

C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:

7 anos com 0 meses

**C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:****C.2.2.1. Data de início:**

Deixado em branco intencionalmente

C.2.2.2. Duração:

Deixado em branco intencionalmente

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

Os possíveis impactos ambientais associados com a construção e operação do PCEEO2 foram identificados e descritos no Relatório Ambiental Simplificado (RAS). O RAS é o estudo ambiental exigido para licenciamento de projetos de energia eólica no estado do Rio Grande do Sul.

Esse Estudo foi fornecido em setembro de 2007 à FEPAM (Fundação Estadual de Proteção Ambiental). A FEPAM analisou e aprovou o RAS e emitiu a Licença de Instalação Ambiental (LI 469/2010-DL) em 4 de maio de 2010. A Licença irá expirar em 3 de maio de 2014.

Essa licença permite a instalação do PCEEO2 de acordo com muitas condições e restrições como:

- Nenhum gerador eólico, prédio, ou qualquer outra instalação será instalado em áreas de preservação permanente (APPs), de acordo com a legislação ambiental federal (CONAMA Resolução nº 302 303/200, Lei Federal 4771/65) e com a legislação ambiental estadual (Lei Estadual 11520/2000).
- Todos os WECs devem ficar a pelo menos 400 metros de áreas residenciais e de áreas públicas, considerando os limites máximos de ruído permitidos pelas normas NBR 10151/2000 e NBR 10152/2000.
- Todos os WECs devem ficar a pelo menos 600 metros da Lagoa dos Barros.
- Será implementado um plano de prevenção para evitar fugas de combustível e óleo lubrificante na subestação coletora.
- Não é permitida a derrubada de árvores nativas.
- As áreas que foram afetadas pela construção do projeto devem ser restauradas após a construção.
- Os detritos de construção não podem ser dispostos perto de recursos hídricos.
- A disposição de resíduos líquidos em recursos hídricos superficiais e/ou subterrâneos não é permitida sem uma licença específica da FEPAM.



- O uso de agroquímicos para supressão da vegetação em estradas e caminhos não é permitido.
- Os novos caminhos do projeto devem usar materiais permeáveis a água.
- Em caso de danos ambientais, a FEPAM deve ser imediatamente informada.
- Os desenvolvedores do projeto deverão notificar à FEPAM sobre o início da construção.

Além disso, para renovar a Licença Ambiental e/ou obter a Licença de Operação, a LI 469/2010-DL solicita a apresentação de diversos documentos e estudos como: relatório de monitoramento da fauna, plano ambiental, relatório comprovando que as atividades de monitoramento ambiental foram concluídas como exigido.

Deve-se observar que estudos ambientais anteriores realizados para parques eólicos próximos ao PCEEO2 (ou seja, PCEEO, um parque eólico de 150 MW registrado como projeto de MDL) mostraram impactos ambientais baixos.

A tecnologia ENERCON escolhida para o PCEEO2 minimiza o uso de lubrificante (sem caixa de engrenagens) e o impacto do ruído (sem caixa de engrenagens, geometria da pá). Assim, a tecnologia ENERCON reduz o impacto ambiental.

Não haverá impactos transfronteiriços resultantes da construção e operação do PCEEO2. Todos os impactos relevantes ocorrem dentro dos limites brasileiros e foram mitigados para atender às exigências ambientais para a implementação do projeto. Portanto, este projeto não irá, de forma alguma, afetar os países vizinhos do Brasil, salvo por uma redução da poluição global pela evitação de GEE criada pela implementação da atividade do projeto.

O PCEEO2 atende a todas as condições e restrições estabelecidas pela FEPAM.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, apresente as conclusões e todas as referências que corroboram a documentação da avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:

O RAS analisou os possíveis impactos ambientais que poderiam ser gerados pelo PCEEO2 nos seguintes recursos naturais: paisagismo, fauna, flora, ruído, solo, recursos hídricos e recursos históricos.

Examinando todos os possíveis impactos ambientais causados pela instalação do PCEEO2 (movimentação do terreno, poeira e ruídos que podem afetar a fauna local), deve-se observar que o PCEEO2 também gera importantes benefícios como, por exemplo: diversificação da matriz elétrica do país, geração de energia limpa e renovável, transferência de tecnologia, geração de emprego e desenvolvimento do turismo.

Planos completos para prevenção, correção e monitoramento já foram realizados durante as fases de pré-construção do projeto e continuarão ao longo das fases subsequentes de construção e operação.



Durante a construção do projeto, os planos de monitoramento serão implementados com relação ao seguinte: fauna, água subterrânea, recuperação de áreas degradadas, erosão do solo, resíduos sólidos assim como supervisão ambiental de toda a área do local.

Esses planos irão contribuir para a prevenção, controle, minimização e recuperação dos impactos identificados no RAS.

Concluiu-se que o projeto é viável em termos jurídicos, tecnoambientais e econômicos e que o PCEE02 está de acordo com a legislação ambiental atual e com as medidas corretivas propostas nos programas ambientais sugeridos pela FEPAM.

SEÇÃO E. Comentários dos atores

E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:

Uma tradução em Português do PDD todo o "Anexo III" (um documento que descreve a contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável, o que é exigido pelo DNA brasileiro) foi colocada à disposição das partes interessadas locais, através de um link de internet. As partes interessadas locais foram informadas sobre a disponibilidade desses documentos por correio registrado.

O processo de consulta local começou 24 de março de 2011.

Duas cartas foram recebidas até o momento por correio regular, uma do "Lyons Clube de Osório" (doravante LCO) e outro da "Ordem de Advogados de Osório" (doravante denominada OAB). Eles elogiam o trabalho feito pelo PP por causa do desenvolvimento positivo do projeto é trazer para a região.

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Durante o processo de consulta local, duas cartas foram recebidas a partir do LCO e OAB. Ambas as cartas reconhecer o trabalho feito pelo PP e enfatizar os benefícios socioeconômicos e ambientais que o projeto trará para a região. A letra da LCO foi assinada por seu presidente, Valdir da Silva Fraga, e uma carta da OAB foi assinado pelo seu presidente, Enri Endress Martins.

Durante o processo de consulta pública global, o PP recebeu dois comentários de duas pessoas diferentes identificados por esses e-mails: allwynmarry@gmail.com e zhongzhouli8@gmail.com. Todas as perguntas e comentários foram respondidas e enviadas para eles em 30/05/2011 e 2011/09/06, respectivamente. É importante ressaltar que essas questões foram levantadas para outros projetos em outros países e por essa razão, a maioria deles não mantêm uma concordância global com o projeto proposto, algumas perguntas também mencionou entidades da Índia e também foram questionados sobre os procedimentos que não são aplicáveis ou não utilizados neste projeto.

E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

O PP considera cada comentário como bemvindo e esteve aberto a qualquer crítica ou sugestão para melhorar a qualidade do projeto e sua relação com a comunidade local e região. Após a informação recebida foi exaustivamente analisada e as respostas detalhadas para cada comentário foi enviado, o PP concluiu que nenhuma ação adicional era necessária e decidiu prosseguir com o projeto como inicialmente planejado.

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO***Participante do Projeto 1:*

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
URL:	www.enerfin.es
Representado por:	D. GUILLERMO PLANAS ROCA
Cargo:	DIRETOR PRESIDENTE
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	PLANAS ROCA
Segundo nome:	-----
Nome:	GUILLERMO
Departamento:	-----
Celular:	-----
FAX direto:	00 34 914 170 981
Tel. direto:	00 34 914 170 980
E-Mail pessoal:	gplanas.enerfin@elecnor.com

Participante do Projeto 2:

Organização:	VENTOS DA LAGOA ENERGIA, S.A.
Rua/Caixa Postal:	AV. CARLOS GOMES, Nº 111, SALA 501, PARTE 3
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
URL:	www.enerfin.es
Representado por:	D. GUILLERMO PLANAS ROCA
Cargo:	DIRETOR PRESIDENTE
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	PLANAS ROCA
Segundo nome:	-----
Nome:	GUILLERMO
Departamento:	-----



Celular:	-----
FAX direto:	00 34 914 170 981
Tel. direto:	00 34 914 170 980
E-Mail pessoal:	gplanas.enerfin@elecnor.com

Participante do Projeto 3:

Organização:	VENTOS DO LITORAL ENERGIA, S.A.
Rua/Caixa Postal:	AV. CARLOS GOMES, Nº 111, SALA 501, PARTE 1
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
URL:	www.enerfin.es
Representado por:	D. GUILLERMO PLANAS ROCA
Cargo:	DIRETOR PRESIDENTE
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	PLANAS ROCA
Segundo nome:	-----
Nome:	GUILLERMO
Departamento:	-----
Celular:	-----
FAX direto:	00 34 914 170 981
Tel. direto:	00 34 914 170 980
E-Mail pessoal:	gplanas.enerfin@elecnor.com



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

NÃO SE APLICA

Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Todas as informações disponíveis na seção B.6.3.

Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

O plano de monitoramento está descrito em B.7.2.