



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 Palmares (PCEEP)

Versão 02

25/07/2011

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O Projeto da Central Elétrica Eólica de Palmares é um projeto totalmente novo localizado no município de Palmares do Sul, 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 PCEEP consiste em 21 turbinas eólicas ENERCON de 2 MW com hubs com 98 m de altura, para uma capacidade total instalada de 42 MW, e é subdividido nos 3 parques eólicos a seguir:

Tabela 1 - Descrição dos parques eólicos

Parque Eólico	Capacidade instalada [MW]	Data do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE)	Data da Operação Comercial (DOC)¹
Fazenda Rosário	8	5/11/2010	01/04/2011
Fazenda Rosário 2	20	26/05/2011	01/04/2012
Fazenda Rosário 3	14	5/11/2010	01/04/2011

O PCEEP fornecerá energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro e venderá energia para a *Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE)*, através dos três 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 PCEEP.

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 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 42,3%, resultando em uma geração projetada média (P50) de 148,2 GWh/ano. Como consequência, alcançará uma redução de emissões estimada de 28.578 tCO₂/ano.

¹ Datas de conclusão do EPC



O desenvolvedor dos parques eólicos é a Parques Eólicos Palmares S.A. Essa empresa está registrada de acordo com as normas brasileiras desde fevereiro de 2010, com o propósito específico de gerar energia a partir das seus parques eólicos.

O PCEEP 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 os prédios do controle, onde ficam os equipamentos e o pessoal responsável pelo controle e operação dos parques eólicos. As estimativas mostram a geração de até 350 empregos diretos durante essa fase no Brasil, dos quais 150 em Palmares do Sul, cerca de 80 no Rio Grande do Sul e cerca de 120 em outras regiões brasileiras. Além disso, durante a vida útil do projeto, cerca de 10 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 do parque eólico. 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 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 PCEEP irá contribuir para o 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)	Enerfin do Brasil - Sociedade de Energia LTDA.	Não
Brasil (anfitrião)	Parques Eólicos Palmares 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.:

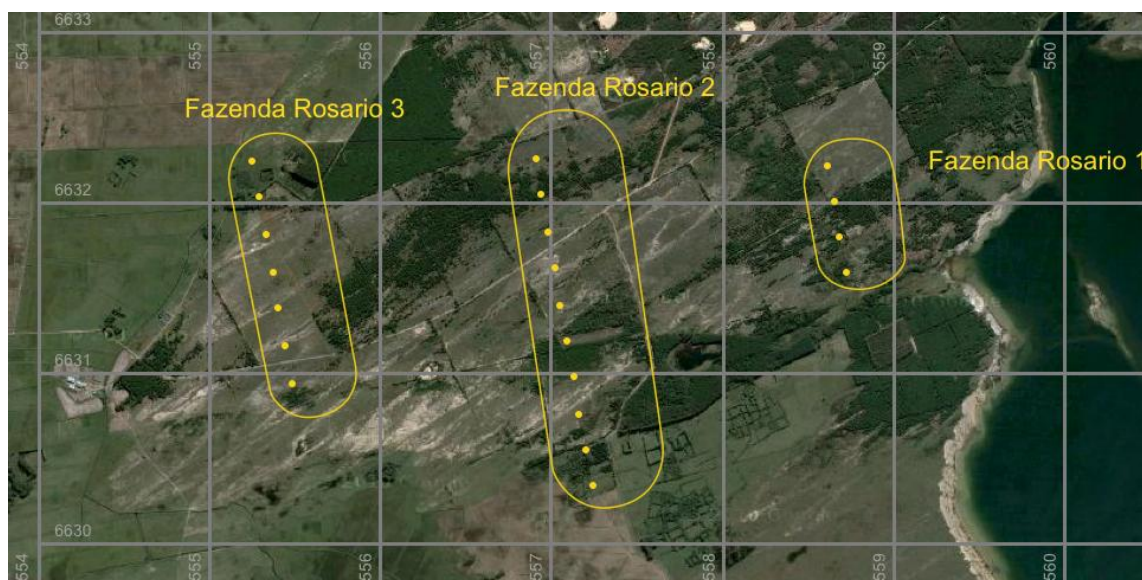
Palmares do Sul

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

O PCEEP está localizado no município de Palmares do Sul, 77 km a sudeste da cidade de Porto Alegre, a capital do estado do Rio Grande do Sul, e 8 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 PCEEP (Rio Grande do Sul, Brasil)
(Fonte: Google Earth)



Mapa

2 – Layout do PCEEP
(Fonte: Google Earth)

Geocoordenadas: X=551361,501 Y=6642865,000 (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 21 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 PCEEP

Fabricante do WEC	ENERCON (1)
Modelo	E-82 (1)
Capacidade total	2000 kW cada (1)
Fator de capacidade (P50)	40,3 % (2)
Quantidade de WECs	21 (1)
Vida útil	20 anos (3)
Diâmetro do rotor	82 m (2)
Altura do hub	98 m
(1) Contrato de Compra do WEC (EPC Wobben – número de série: W-05905-V01)	
(2) Wind Study [Estudo Eólico] (DEWI 28 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, foi construída a subestação Lagoa do Quintão 34,5/138 kV. Uma nova linha de transmissão de 138 kV e 8 km ligará esta subestação à linha existente de 138 kV que atualmente liga as subestações Mostardas e Palmares.

Considerando o fator de capacidade P50 de 40,3% (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 148,2 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 fóssil), 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 fóssil 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
2011	9.699
2012	30.456
2013	30.456
2014	30.456
2015	30.456
2016	30.456
2017	30.456
2018	7.614
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	200.049
Número total de anos de créditos	7
Média anual durante o período de obtenção de créditos de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	28.578

* De 01/04/2011 a 31/03/2018

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 PCEEP 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.



PCEEP O local do projeto onde o PCEEP 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	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena.
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	Este não é o caso do PCEE
		CH ₄	Não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena.
Atividade do projeto	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório	CO ₂	Não	Este não é o caso do PCEE
		CH ₄	Não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena.

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

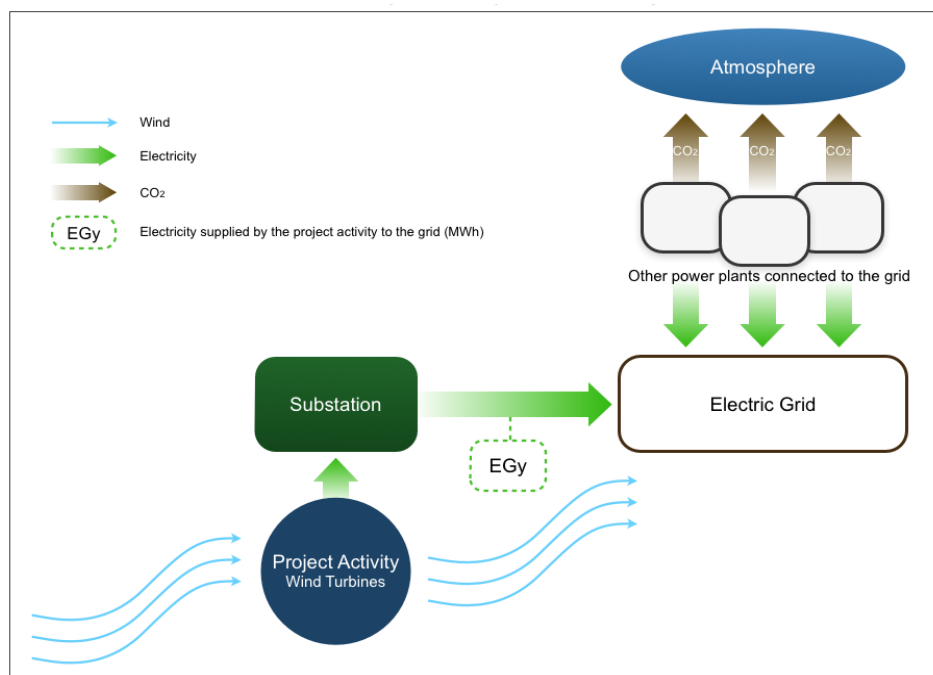


Figura 1 - Fluxograma do limite do projeto

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 Dono do projeto notificou a UNFCCC e a AND brasileira sobre a intenção de desenvolver a atividade do projeto sob o marco regulatório do MDL no dia 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) Viável do ponto de vista econômico ou financeiro, 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.² 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 2009³), 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%.⁴

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)⁵ 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

² Fonte: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/consulta_titulos/consultatitulos.asp, acessado em 04 de janeiro de 2011.

³ Fonte: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/historico.asp, acessado em 04 de janeiro de 2011

⁴ <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>

⁵ <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/totalbeta.xls>

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:

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 - PCEEP		
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 consideram 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 PCEEP

	F. Rosário 1	F. Rosário 2	F. Rosário 3
Tarifa de eletricidade [R\$/MWh]	146,00	125,65	146,00
Duração do CCVE [anos]	20	20	20
Capacidade instalada [MW]	8	20	14
Geração líquida de eletricidade [MWh]	28.901	70.532	48.757
Vida útil operacional [anos]	20	20	20
Fator de carga	41,2%	40,3%	39,8%
Impostos (PIS/Cofins)	9,25%	9,25%	9,25%
Impostos (renda / CSLL)	34%	34%	34%
TJLP ⁶	6%	6%	6%
Spread financeiro	2%	2%	2%
IPCA (Taxa da inflação brasileira)	Média 4,6%	Média 4,6%	Média 4,6%
Inflação da Eurozona	Média 1,5%	Média 1,5%	Média 1,5%
Participação do capital próprio	35%	35%	35%
Participação da dívida	65%	65%	65%
Período de obtenção de créditos [anos]	7	7	7
Investimento estático total [R\$]	44,272,510	86,192,372	77,476,510
O&M [R\$/MWh]	17	17	17
TUST ⁷ [R\$/MW]	26.810	26.810	26.810
% Receita	7,04%	7,04%	7,04%
CDI%	9,92%	9,92%	9,92%

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.

⁶ TJLP (Tasa de Juros de Longo Prazo)

⁷ TUST(Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão).



MDL – Conselho Executivo

página 15

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

Tabela 10 - Fluxo de caixa para o PCEEP

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total revenue	-	6,221,270	22,188,501	23,209,172	24,253,585	25,344,996	26,485,521	27,677,370	28,922,851	30,224,380	31,584,477
TAXES - PIS/COFINS (real profit)	-	-295,053	-1,669,120	-1,745,900	-1,824,465	-1,906,566	-1,992,362	-2,082,018	-2,175,709	-2,273,616	-2,375,928
Net revenue	-	5,926,217	20,519,381	21,463,273	22,429,120	23,438,430	24,493,160	25,595,352	26,747,143	27,950,764	29,208,548
Installed capacity MW	-	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0
Electricity MWh	-	148,206	148,206	148,206	148,206	148,206	148,206	148,206	148,206	148,206	148,206
Transmission / Maintenance	-	-597,276	-1,096,108	-1,146,529	-1,198,123	-1,252,038	-1,308,380	-1,367,257	-1,428,783	-1,493,079	-1,560,267
O&M	-	-2,645,477	-2,767,169	-2,894,459	-3,024,709	-3,160,821	-3,303,058	-3,451,696	-3,607,022	-3,769,338	-3,938,959
Other variable costs	-	-386,028	-1,376,789	-1,440,121	-1,504,926	-1,572,648	-1,643,417	-1,717,371	-1,794,653	-1,875,412	-1,959,805
Operational costs	-	-3,628,780	-5,240,065	-5,481,108	-5,727,758	-5,985,507	-6,254,855	-6,536,324	-6,830,458	-7,137,829	-7,459,031
EBITDA	-	2,297,437	15,279,316	15,982,164	16,701,362	17,452,923	18,238,304	19,059,028	19,916,684	20,812,935	21,749,517
Depreciation	-	-3,002,853	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271
EBIT	-	-705,416	4,469,045	5,171,893	5,891,091	6,642,652	7,428,034	8,248,757	9,106,414	10,002,664	10,939,246
Financial expenses	-	-2,369,753	-10,298,003	-9,744,712	-9,070,726	-8,396,740	-7,722,754	-7,048,768	-6,374,782	-5,700,797	-5,026,811
Financial revenues	-	104,457	347,505	339,113	99,599	-24,068	-17,185	114,451	374,131	686,183	1,035,706
Financial results	-	-2,265,297	-9,950,497	-9,405,598	-8,971,127	-8,420,808	-7,739,939	-6,934,317	-7,041,477	-7,284,176	-7,152,509
EBT	-	-2,970,713	-5,481,453	-4,233,705	-3,080,036	-1,778,156	-311,905	1,314,440	2,064,936	2,718,488	3,786,737
Taxes (IR/CS)	-	-	-	-	-	-	-	-446,910	-702,078	-924,286	-1,287,491
Net Profit	-	-2,970,713	-5,481,453	-4,233,705	-3,080,036	-1,778,156	-311,905	867,530	1,362,858	1,794,202	2,499,247
EBITDA	-	2,297,437	15,279,316	15,982,164	16,701,362	17,452,923	18,238,304	19,059,028	19,916,684	20,812,935	21,749,517
Revenue working capital	-	-518,439	-1,330,603	-85,056	-87,034	-90,951	-95,044	-99,321	-103,790	-108,461	-113,341
PIS/COFINS working capital	-	24,588	114,506	6,398	6,547	6,842	7,150	7,471	7,808	8,159	8,526
Expenses working capital	-	302,398	134,274	20,087	20,554	21,479	22,446	23,456	24,511	25,614	26,767
Operational Cash flow	-	2,105,983	14,197,492	15,923,593	16,641,428	17,390,293	18,172,856	18,990,634	19,845,213	20,738,247	21,671,469
Interests costs	-	104,457	347,505	339,113	99,599	-24,068	-17,185	114,451	374,131	686,183	1,035,706
Investments	-86,661,158	-123,732,525	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxes over EBT	-	-	-	-	-	-	-	-446,910	-702,078	-924,286	-1,287,491
Financial activities cash flow	-86,661,158	-121,522,085	14,544,998	16,262,707	16,741,027	17,366,224	18,155,671	18,658,176	19,517,265	20,500,145	21,419,684
Initial cash	-	-	2,210,440	299,954	-2,810,420	-4,768,487	-5,427,372	-4,622,824	-2,641,785	-	3,069,913
Capital expenditures	30,331,405	43,306,384	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Debt expenditures	56,329,753	80,426,141	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash before Debt Service	-	2,210,440	16,755,438	16,562,661	13,930,607	12,597,737	12,728,299	14,035,352	16,875,480	20,500,145	24,489,597
Debt Service	-	-	-11,612,214	-19,373,080	-18,699,095	-18,025,109	-17,351,123	-16,677,137	-16,003,151	-15,329,165	-14,655,180
account	-	-	-4,843,270	-	-	-	-	-	168,496	168,496	168,496
Free cash after service debt (including accumulated cash)	-	2,210,440	299,954	-2,810,420	-4,768,487	-5,427,372	-4,622,824	-2,641,785	1,040,825	5,339,476	10,002,914
Shareholders distribution	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,040,825	-2,269,563	-3,161,405
Total distribution to shareholders	-	-	-	-	-	-	-	-	1,040,825	2,269,563	3,161,405
Capital Expenditures	-30,331,405	-43,306,384	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Salvage value	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash flow to Equity	-30,331,405	-43,306,384	-	-	-	-	-	-	1,040,825	2,269,563	3,161,405
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
FCFE	-30,331,405	-43,306,384	-	-	-	-	-	-	1,040,825	2,269,563	3,161,405

Continuando...



MDL – Conselho Executivo

página 16

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
33,005,778	34,491,038	36,043,135	37,665,076	39,360,004	41,131,205	42,982,109	44,916,304	46,937,537	49,049,727	36,224,310
-2,482,845	-2,594,573	-2,711,329	-2,833,339	-2,960,839	-3,094,077	-3,233,310	-3,378,809	-3,530,856	-3,689,744	-2,551,543
30,522,933	31,896,465	33,331,806	34,831,737	36,399,165	38,037,128	39,748,799	41,537,495	43,406,682	45,359,982	33,672,767
42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0
148,206	148,206	148,206	148,206	148,206	148,206	148,206	148,206	148,206	148,206	148,206
-1,630,479	-1,703,851	-1,780,524	-1,860,648	-1,944,377	-2,031,874	-2,123,308	-2,218,857	-2,318,706	-2,423,047	-2,532,084
-4,116,212	-4,301,441	-4,495,006	-4,697,281	-4,908,659	-5,129,549	-5,360,378	-5,601,595	-5,853,667	-6,117,082	-6,392,351
-2,047,997	-2,140,157	-2,236,464	-2,337,104	-2,442,274	-2,552,177	-2,667,024	-2,787,041	-2,912,457	-3,043,518	-2,247,705
-7,794,688	-8,145,449	-8,511,994	-8,895,033	-9,295,310	-9,713,599	-10,150,711	-10,607,493	-11,084,830	-11,583,647	-11,172,141
22,728,245	23,751,016	24,819,812	25,936,704	27,103,855	28,323,529	29,598,088	30,930,002	32,321,852	33,776,335	22,500,626
-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-10,810,271	-7,807,418
11,917,975	12,940,746	14,009,541	15,126,433	16,293,585	17,513,258	18,787,817	20,119,731	21,511,581	22,966,064	14,693,208
-4,352,825	-3,678,839	-3,004,853	-2,330,868	-1,656,882	-982,896	-308,910	-	-	-	-
1,449,809	1,954,804	2,590,532	3,249,369	3,474,438	3,707,560	3,988,134	1,295,120	1,329,038	1,364,966	993,275
-6,641,355	-5,671,329	-4,649,483	-3,617,889	-2,755,231	-1,888,647	-978,864	-1,317,713	-641,839	35,747	305,400
5,276,619	7,269,417	9,360,058	11,508,544	13,538,354	15,624,611	17,808,953	18,802,018	20,869,742	23,001,811	14,998,608
-1,794,051	-2,471,602	-3,182,420	-3,912,905	-4,603,040	-5,312,368	-6,055,044	-6,392,686	-7,095,712	-7,820,616	-5,099,527
3,482,569	4,797,815	6,177,638	7,595,639	8,935,313	10,312,243	11,753,909	12,409,332	13,774,030	15,181,195	9,899,081
22,728,245	23,751,016	24,819,812	25,936,704	27,103,855	28,323,529	29,598,088	30,930,002	32,321,852	33,776,335	22,500,626
-118,442	-123,772	-129,341	-135,162	-141,244	-147,600	-154,242	-161,183	-168,436	-176,016	1,068,785
8,910	9,311	9,730	10,167	10,625	11,103	11,603	12,125	12,671	13,241	-94,850
27,971	29,230	30,545	31,920	33,356	34,857	36,426	38,065	39,778	41,568	-34,292
22,646,685	23,665,786	24,730,746	25,843,629	27,006,593	28,221,889	29,491,874	30,819,009	32,205,864	33,655,128	23,440,269
1,449,809	1,954,804	2,590,532	3,249,369	3,474,438	3,707,560	3,988,134	1,295,120	1,329,038	1,364,966	993,275
-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2
-1,794,051	-2,471,602	-3,182,420	-3,912,905	-4,603,040	-5,312,368	-6,055,044	-6,392,686	-7,095,712	-7,820,616	-5,099,527
22,302,443	23,148,988	24,138,859	25,180,094	25,877,990	26,617,081	27,424,964	25,721,443	26,439,190	27,199,479	19,334,019
6,841,509	11,592,916	17,655,899	23,937,701	25,801,626	27,730,167	29,925,795	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29,143,953	34,741,904	41,794,757	49,117,794	51,679,616	54,347,248	57,350,759	25,721,443	26,439,190	27,199,479	19,334,019
-13,981,194	-13,307,208	-12,633,222	-11,959,236	-11,285,251	-10,611,265	-9,134,915	-	-	-	-
168,496	168,496	168,496	168,496	168,496	369,087	2,283,729	-	-	-	-
15,331,255	21,603,192	29,330,031	37,327,054	40,562,862	44,105,071	50,499,573	25,721,443	26,439,190	27,199,479	19,334,019
-3,738,339	-3,947,294	-5,392,331	-11,525,428	-12,832,695	-14,179,277	-50,499,573	-25,721,443	-26,439,190	-27,199,479	-19,334,019
3,738,339	3,947,294	5,392,331	11,525,428	12,832,695	14,179,277	50,499,573	25,721,443	26,439,190	27,199,479	19,334,019
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3,738,339	3,947,294	5,392,331	11,525,428	12,832,695	14,179,277	50,499,573	25,721,443	26,439,190	27,199,479	19,334,019
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3,738,339	3,947,294	5,392,331	11,525,428	12,832,695	14,179,277	50,499,573	25,721,443	26,439,190	27,199,479	19,334,019

TIR do Capital Próprio 5,43%



A análise de investimentos mostra que a atividade de projeto do MDL tem um indicador menos favorável (TIR = 5,43%, 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 5,43%

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

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

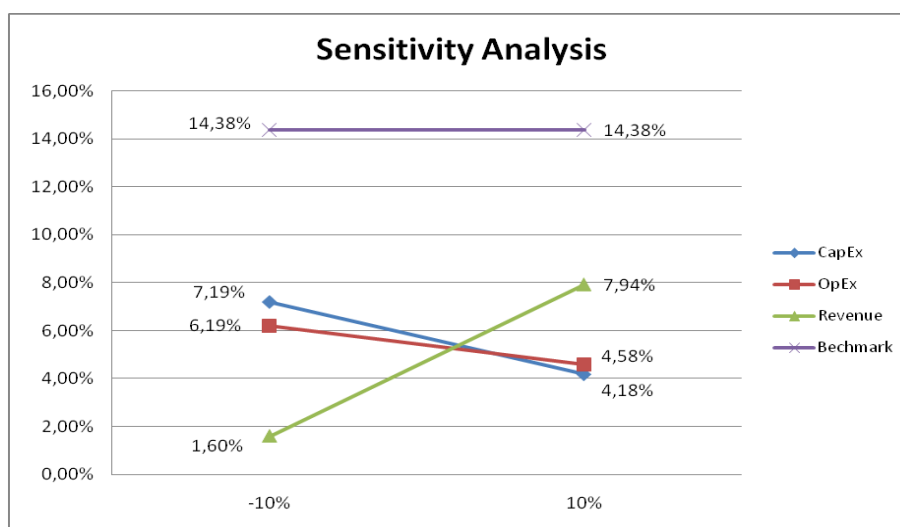
- Variação de despesas de capital (CapEx, Capital Expenditures);
- Variação de despesas operacionais (OpEx, Operational Expenses);
- Receita do projeto (Receita).

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%	1,60%
	10%	7,94%
OpEx	-10%	6,19%
	10%	4,58%
Receita	-10%	7,19%
	10%	4,18%
Caso base	0%	5,43%

**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\$ 32,3 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 215 GWh/ano, que é 45% 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 11,5% como indicado na pesquisa do vento⁸ por isso ainda aumentando essa variação de sensibilidade até 21,5% devido à incerteza, o projeto seria muito longe do benchmark. Consequentemente, não é uma hipótese razoável que esse volume de geração seja alcançado regularmente.
- O Capex foi reduzido para R\$ 63 milhões, uma variação de -27,31%. 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 27,31% 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 165,55%. Essa não é uma hipótese razoável, pois ela implicaria que em vez de gastar dinheiro para operar este projeto, o PCEEP receberia pagamentos adicionais.

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.

⁸ DEWI Energy Yield Assessment for the Wind Farm Palmares do Sul

**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:****Resultado do subpasso 3a:**

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 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 48 parques eólicos em operação no Brasil.

De acordo com a ANEEL, existem atualmente 51⁹ 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 924,5 MW, que representa somente 0,76% do fornecimento de eletricidade do país.

⁹ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=7&fase=3>

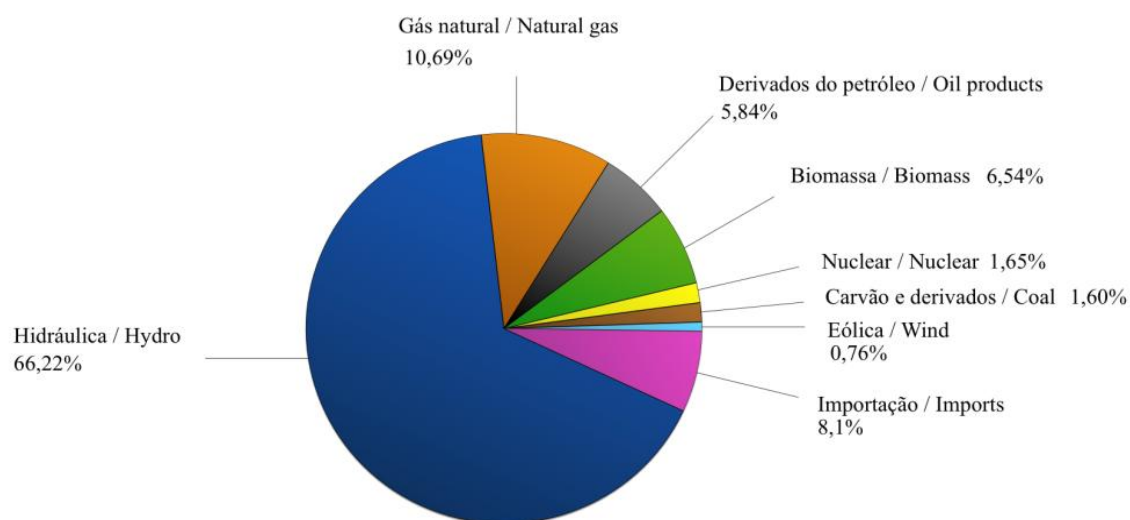


Figura 3 - Fontes de fornecimento de eletricidade no Brasil (fonte: ANEEL)

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
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	-
Gargáú	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 – Elétrica 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 Noronha	0,225	PE	NÃO	NÃO	-
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-DFF25AF92DED}&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 Icarai:

<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/HMOISZUNC27YH7DVBVBCFCRPUZWQ09/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 PCEEP.

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 – Elétrica 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 48,5% do PCEEP:

- A *Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda.*¹⁰ 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 PCEEP;
- As *Centrais Eólicas do Paraná Ltda.*¹¹ 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 (17 vezes menor que o PCEEP);
- O *Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE* é uma entidade governamental ligada a uma universidade federal. Portanto, seus projetos são projetos acadêmicos demonstrativos (93 vezes menores que o PCEEP) e não são relevantes como geradores eólicos;
- A *Electra Power Geração de Energia Ltda.*¹² 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.

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

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

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

¹⁰ <http://www.wobben.com.br/>

¹¹

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

¹² <http://www.electrapower.com.br/>



Onde:

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

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

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO_2e/ano);

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano y (tCO_2e/ano);

O PCEEP 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 CO_2 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 (tCO_2/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 CO_2 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” (tCO_2/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; consequentemente 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);



$EG_{\text{facility},y}$ = 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:

$$ER_y = BE_y$$

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

O fator de emissão da linha de base ($EF_{\text{grid,CM},y}$) 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.¹³

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

A seleção de Opção 1 ou Opção 2 não é necessário, porque ambos Margem de Construção e Margem Operacional são calculados e disponibilizados pelo DNA brasileiro. No entanto, nenhuma informação sobre a inclusão ou exclusão de fora da rede plantas está disponível.

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

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

¹³ 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.



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 brasileira¹⁴, 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 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 (tCO_2/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.

¹⁴ Fonte: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

**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 <i>ex-post</i> como a soma ponderada dos fatores de emissão de OM e BM, conforme explicado na seção B.6. .

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 [tCO ₂ /MWh]	
2009 (EF _{grid,OM,y})	
Janeiro	0,2813
Fevereiro	0,2531
Março	0,2639
Abril	0,2451
Maio	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 [tCO ₂ /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	tCO ₂ /MWh

As reduções de emissões são calculadas como a seguir:

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

$$ER_y = 0,2055 \text{ tCO}_2/\text{MWh} * 148.190^{15} \text{ MWh}$$

¹⁵ O valor de 148,190 MWh é a soma dos valores apresentados nos estudos de vento da DEWI dos 3 parques.

 $ER_y = 30.456 \text{ tCO}_2$ **B.6.4 Síntese da estimativa ex-ante das reduções 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)
2011	0	9.699	0	9.699
2012	0	30.456	0	30.456
2013	0	30.456	0	30.456
2014	0	30.456	0	30.456
2015	0	30.456	0	30.456
2016	0	30.456	0	30.456
2017	0	30.456	0	30.456
2018	0	7.614	0	7.614
Total (toneladas de CO ₂ e)	0	200.049	0	200.049

* De 01/04/2011 a 31/03/2018

Tabela 17 – Estimativa ex-ante da redução de emissões

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 e agregado por hora
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	148.190 MWh
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medido diretamente durante o período de obtenção de créditos na subestação elétrica “Lagoa do Quintal”. 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 pelos medidores do CEEE é utilizada para gerar os Invoices utilizando o software interno do CEEE, cada parque eólico possui um medidor principal e um de retaguarda dentro da subestação da CEEE. A calibração dos medidores é feita segundo regulações da ANEEL/ONS.



Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	A eletricidade despachada desde a subestação da CEEE apresentada nos invoices poderia ser contrachecada com a informação do sistema SCADA descontando a perdas por transmissão. Se qualquer leitura do mês anterior do medidor principal foi inexata, excedendo o erro permitido, ou de outro modo, ele funcionou inadequadamente, a eletricidade gerada pelo projeto proposto será determinada por: 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 do 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.
Comentário:	O valor de 148,190 MWh é a soma dos valores individuais dos 3 parques apresentados nos estudos de vento da DEWI.

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.

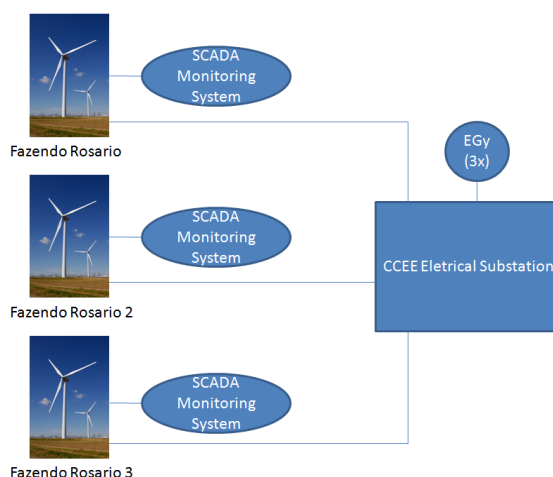


Figura 4 - Diagrama de fluxo da medição

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 Lagoa do Quintão”, que pertence à CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica – o agente interligado) e aos Parques Eólicos Palmares S.A., e que é o ponto de interligação do PCEEP com a rede elétrica.

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).

A geração de eletricidade do projeto será monitorada através do uso de equipamentos de medição no local do projeto; cada parque eólico terá um medidor principal que será instalado na subestação Lagoa do Quintão 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 especificado pela informação do medidor, ou de outro modo, ele funcionou inadequadamente, a eletricidade gerada pelo projeto proposto será determinada por:

- 3) em primeiro lugar, verificando os dados do medidor backup, a não ser que um teste feito por qualquer das partes revele que são inexatos;
- 4) 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 28/02/2011.

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

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:**

01/04/2011

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

7 anos

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 PCEEP 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 junho de 2003 à FEPAM (Fundação Estadual de Proteção Ambiental). A FEPAM analisou e aprovou o RAS e emitiu a Licença de Instalação Ambiental (LI 102/2010-DL) em 22 de janeiro de 2010. A Licença irá expirar em 23 de janeiro de 2012.

Essa licença permite a instalação do PCEEP 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 de distância de locais relevantes para pássaros.
- Um raio de 100 m de cada WEC deve ficar livre para monitoramento da fauna.
- Somente rede subterrânea será permitida para a interligação dos WECs ou entre os WECs e a subestação.
- Os novos caminhos do projeto devem usar materiais permeáveis a água.
- 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.
- Devem ser apresentados relatórios duas vezes ao mês, detalhando a implementação da construção.

Além disso, para renovar a Licença Ambiental e/ou obter a Licença de Operação, a LI 102/2010-DL solicita a apresentação de diversos documentos e estudos como: relatório comprovando que essas exigências da licença foram concluídas, relatório comprovando que as atividades de monitoramento ambiental foram concluídas como exigido.



FEPAM emitiu as Licenças de Operação Ambiental para a Fazenda parque eólico Rosario em 10 de Maio de 2011 (LO N ° 2484/2011-DL) e para a Fazenda parque eólico Rosario 3 em 02 de Junho de 2011 (LO N ° 2976/2011-DL). Estas licenças expiram em 9 Maio de 2015 e 1 de Junho de 2015. Estas licenças permitem o funcionamento desses parques eólicos, de acordo com várias condições e restrições. Além disso, a fim de renovar essas licenças, vários documentos e estudos são necessários a serem apresentados, tais como: relatório provando que estes requisitos de licença foram concluídas e o relatório final de monitorização da fauna.

A tecnologia ENERCON escolhida para o PCEEP 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 PCEEP. Todos os impactos relevantes ocorrem dentro das fronteiras brasileiras 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 PCEEP 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 PCEEP nos seguintes recursos naturais como: paisagem, fauna, flora, ruído, solo e recursos hídricos

Examinando todos os possíveis impactos ambientais causados pela instalação do PCEEP (movimentação do terreno, poeira e ruídos que podem afetar a fauna local), deve-se observar que o PCEEP 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 continuam ao longo das fases subsequentes de construção e operação.

Durante a construção do projeto, os planos de monitoramento são implementados com relação ao seguinte:

fauna, água subterrânea, recuperação de áreas degradadas, erosão do solo, residuais sólidos assim como supervisão ambiental de toda a área do local.

Esses planos contribuem com 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 PCEEP 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:**

A tradução 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) foram colocados 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. Um comentário foi recebido por correio normal da cidade Palmares countil (Câmara Municipal de Palmares do Sul). A carta reconhece o trabalho feito pela empresa Enerfin do Brasil.

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Durante o processo de consulta local, apenas uma carta do conselho da cidade de Palmares foi recebida. Esta carta reconhece a clareza da linguagem utilizada para transmitir os conceitos técnicos que permite a cada cidadão a compreender as melhorias para a região. Além disso, esta carta observa que o turismo vai aumentar na região devido a passeios ecológicos, permitindo aos empresários locais para melhorar seus negócios. A carta foi assinada por Nestor Krupp, presidente do conselho da cidade de Palmares.

Durante o processo de consulta pública global, o PP recebeu dois comentários de duas pessoas diferentes identificadas 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 questões também mencionou entidades da Índia e também foram questionadas sobre os procedimentos que são não aplicáveis ou não utilizado neste projeto.

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

O PP considera cada comentário bem-vindo e estava 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 analisados e as respostas detalhadas para cada comentário foi enviado, o PP concluiu que nenhuma ação adicional foi necessária e decidiu prosseguir com o projeto como inicialmente previsto.

**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:	PARQUES EÓLICOS PALMARES, S.A.
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



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.