



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP-MDL)
(Versão 02 – válida a partir de: 01 de julho de 2004)**

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade de projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade do projeto/ Período de obtenção de créditos
- D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento
- E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários dos atores

Anexos

- Anexo 1: Dados para contato dos participantes da atividade de projeto
- Anexo 2: Informações sobre financiamento público
- Anexo 3: Informações de linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

A.1 Título da atividade de projeto:

Projeto Parque Eólico Osório
Versão 04
14/08/2006

A.2. Descrição da atividade de projeto:

O objetivo do Projeto Parque Eólico Osório (PPEO) é gerar eletricidade em grande escala usando uma fonte de energia limpa e renovável, o vento, com a instalação de 75 turbinas Enercon de 2 MW e torres de alturas de 98 m, atingindo uma capacidade total instalada de 150 MW. O PPEO venderá eletricidade à Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras, evitando o despacho de energia proveniente de plantas que consomem combustíveis fósseis. Consequentemente, emissões de CO₂ são evitadas, alcançando uma redução de emissão estimada de 148 325 tCO₂ por ano.

A produção de energia será vendida à Eletrobrás com base no Contrato de compra e venda de energia elétrica (Power Purchase Agreement, o PPA), assinado em 30 de Junho de 2004, dentro do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, promovido pelo Ministério de Minas e Energia). O PROINFA é um programa do governo Brasileiro que objetiva a diversificação da matriz energética do país através da regulamentação de medidas que incentivem projetos de energia renovável.

O desenvolvedor do projeto é a Ventos do Sul Energia S.A., registrada de acordo com a regulamentação Brasileira desde Maio de 2005, com o propósito específico da construção de três parques eólicos em Osório: Sangradouro, Osório e dos Índios. A companhia pertence 90,99% à Enerfin Enervento S.A. (controlada pelo grupo Espanhol Elecnor), 9% à Wobben WindPower Enercon, uma subsidiária da Enercon GmGH (Alemanha) no Brasil, e 0,01% à CIP Consultores Internacionales. A Enerfin Enervento S.A. trabalha desde 2001 no desenvolvimento de parques eólicos no Brasil.

A atividade de projeto envolve o desenvolvimento, design, engenharia, obtenção, financiamento, construção, operação, manutenção e monitoramento das unidades da planta de Osório.

O projeto será implementado no Sul do Brasil. Essa região é caracterizada pela existência de ventos moderados, se comparados com as regiões Norte e Nordeste. Assim, o sucesso da implementação do projeto pode levar ao desenvolvimento de outros projetos de parques eólicos na mesma região e contribuir para a diversificação da matriz energética do País.

Contribuições para o Desenvolvimento Sustentável

Os projetos de MDL têm como objetivo principal, entre outros, ajudar a alcançar o desenvolvimento sustentável do país anfitrião. Nesse contexto, o município de Osório será beneficiado pelo projeto e contribuirá para o desenvolvimento sustentável da seguinte forma:

- Melhoria na Infra-estrutura local (estradas e rede elétrica);
- Geração de empregos e melhoria nas receitas e das condições de trabalho da população local: é esperado que o projeto crie empregos durante a fase de construção, que inclui a construção de estradas, infra-estrutura elétrica, instalação de turbinas e do edifício de controle, onde os equipamentos e a equipe responsável pelo controle e operação do parque eólico estão localizados.



Estimativas mostram a geração de 740 empregos diretos no Brasil durante essa fase, dos quais 160 em Osório, 460 no Rio Grande do Sul exceto Osório e por volta de 120 em outras regiões Brasileiras.

Serão criados 120 novos empregos para a produção das torres para o PPEO no estado do Rio Grande do Sul. Além disso, durante a vida útil do projeto, 25 cargos diretos com qualificação estão garantidos para empregados Brasileiros na operação e manutenção do parque eólico.

- O Treinamento será fornecido aos trabalhadores através dos programas específicos de treinamento para Geração de energia eólica.
- Aumento dos valores dos recursos locais, através das receitas advindas do aluguel do terreno devido à construção do parque eólico. Os 15 proprietários locais terão uma receita do aluguel por 35 anos, sem deixar suas atividades originais. Além disso, uma quantidade grande de serviços será necessária para a nova atividade, tais como, equipamentos de locação, serviços hoteleiros e alimentícios.
- Programas educacionais, técnicos, sociais e ambientais serão elaborados no local dos parques eólicos durante a operação.
- Desenvolvimento das oportunidades de turismo, já que será o primeiro parque eólico de grande escala na América do Sul. Foi estimado que parte dos 3,5 milhões de turistas que visitam a costa do Rio Grande do Sul durante o período de verão, irão à Osório para visitar o PPEO.
- Esse tipo de energia renovável baseado no vento não é comum no Brasil e portanto o apoio ao desenvolvimento desse parque eólico fomentará a construção de capacidades no Brasil, através do processo de transferência de tecnologias avançadas de países desenvolvidos. O PPEO contribuirá na produção de turbinas eólicas e equipamentos relacionados no Brasil.

O projeto também contribuirá para o Plano Energético Brasileiro: Por volta de 2025, 10% do consumo nacional de energia deve ser proveniente de fontes renováveis.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitriã) indica uma Parte anfitriã)	Participantes de projeto entidade(s) privada e/ou pública (*) (conforme aplicável)	Indique gentilmente se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (host)	Ventos do Sul Energia (entidade privada)	Não
Espanha	Enerfin Enervento S.A. (entidade privada)	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar o DCP-MDL público no estágio da validação, uma Parte envolvida deve ou não ter fornecido sua aprovação. No momento de requisição do registro, a aprovação da(s) Parte(s) envolvida (s) é necessária.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:

A.4.1. Local da atividade de projeto:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil.



A.4.1.2. Região/Estado etc.:

Rio Grande do Sul

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:

Osório

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física, inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto (máximo de uma página):

O PPEO está localizado nas proximidades da cidade de Osório, a uma distância de aproximadamente 90 Km da cidade de Porto Alegre e 18 Km a Oeste do Oceano Atlântico. A cidade de Osório está localizada na parte sudeste do Rio Grande do Sul, no sul do Brasil. A figura 1 ilustra o local.

A região está localizada em uma área plana, entre 10 e 18 metros acima do nível do mar que se estende paralelamente à costa do Oceano Atlântico e é imediatamente adjacente às margens do lago Dos Barros. Os locais onde ficarão as turbinas eólicas tem uma extensão de aproximadamente 25 Km². A localização das turbinas eólicas é mostrada na figura 2.

Figura 1: Posição Geográfica do Estado do Rio Grande do Sul e do PPEO

Projeto Parque Eólico Osório

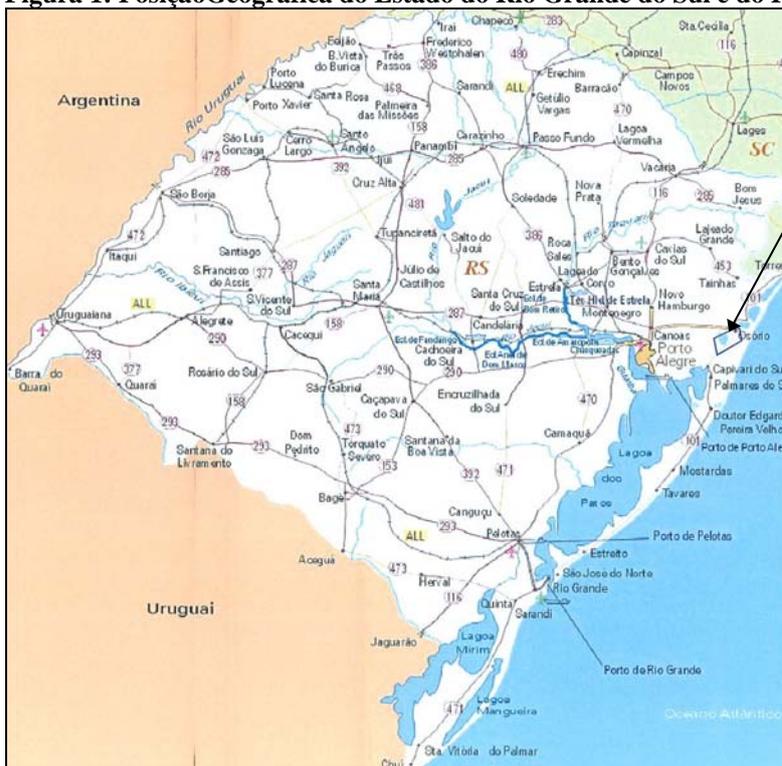




Figura 2: Mapa da localização do PPEO





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

Escopo setorial: 1 – Indústria de energia (fontes renováveis - / não renováveis)

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

As 75 turbinas eólicas a serem instaladas pelo projeto PPEO são do modelo Enercon E-70, com potência nominal de 2 MW, totalizando 150 MW de capacidade instalada. É esperado que o projeto gere aproximadamente 425 GWh por ano.

A Enercon GmbH é uma das líderes mundiais na produção de turbinas eólicas, e o modelo Enercon-70, incorpora as mais avançadas tecnologias disponíveis atualmente. Enercon é pioneira na concepção de turbinas eólicas com um mecanismo de direção direta e um sistema inovador de alimentação da rede o que permite uma melhor confiança e eficiência, encontrando os maiores padrões para conexão à rede. A E-70 eólica pode ser conectada à maioria das redes elétricas.

A turbina eólica E-70 de 2 MW foi escolhida devido tanto às suas especificações técnicas (emissões sonoras e vida útil de serviço só pra mencionar algumas) como as condições do PROINFA. De acordo com o PROINFA 60% das aquisições do projeto devem ser feitas no mercado local. O BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social) concorda que a E-70 é feita no Brasil e 100% de sua construção é feita por companhias Brasileiras, logo, o projeto cumpre com as condições do PROINFA. Os contratos de compra foram assinados em Dezembro de 2004, e depois dessa data, o fornecedor da turbina eólica, Enercon GmgH, através de sua subsidiária no Brasil, Wobben Wind Power fez uma parceria com a Ventos do Sul Energia, a companhia proprietária do projeto.

A Wobben WindPower é a única produtora de turbinas eólicas na América do Sul. Ela fabrica turbinas e componentes eólicos para exportação e para o mercado interno. A Wobben possui duas grandes fábricas no Brasil: Sorocaba no estado de São Paulo e Pecem no Ceará.

A Enerfin-Enervento possui uma longa experiência no desenvolvimento e operação de parques eólicos e será assistida pela Elecnor do Brasil no desenvolvimento da PPOE e pela Enercon GmbH no alcance da transferência de tecnologia durante a construção e do treinamento dos técnicos para produção, operação e manutenção das unidades.

Enerfin-Enervento trará as seguintes habilidades para Ventos do Sul:

- Medição e Previsão da energia eólica e estimativa de produção de energia elétrica;
- Avaliação das turbinas eólicas de acordo com as condições locais;
- Construção e operação do parque eólico, avaliações ambientais e monitoramento do parque eólico;

No mérito da transferência de tecnologia da produtora alemã Enercon GmbH, um treinamento de diferentes níveis será fornecido para 60 técnicos na Alemanha.



A.4.4. Explicação sucinta de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEEs) por fontes serão reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta, incluindo por que as reduções das emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, levando em consideração políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais:

Entregando energia renovável à rede, a eletricidade que seria de outra forma produzida empregando combustível fóssil é substituída. Essa substituição de eletricidade ocorrerá na margem do sistema, ou seja, este projeto de MDL substituirá eletricidade produzida por fontes marginais (predominantemente por usinas térmicas a combustível fóssil), as quais têm custos mais altos de despacho e são solicitadas somente no período em que fontes que produzem energia na base do sistema não podem suprir a rede (em decorrência das limitações por altos custos marginais de despacho ou limitações de estoque de combustível – no caso de fontes hídricas).

O projeto criará o maior parque eólico conectado à rede na América do Sul. Na sua ausência, a energia seria parcialmente produzida por plantas de emissão não nulas. O PPEO baseia-se em fonte de energia renovável sem emissões de carbono.

A legislação do setor elétrico brasileiro atualmente reconhece o papel do produtor independente de energia. A demanda contínua e crescente de eletricidade abre oportunidade para plantas de geração de energia renovável no Brasil. A energia eólica gera eletricidade durante o ano inteiro e esse fato a torna extremamente interessante no contexto Brasileiro. A fonte de energia elétrica Brasileira mais importante está representada pelo sistema de geração hidroelétrica e esse sistema encontra dificuldades durante o período de secas. Assim, a energia eólica representa uma importante fonte complementar de energia e uma solução atrativa para diversos compradores. Também deve ser dito que os rendimentos e benefícios associados com o projeto de geração eólica desenvolvido sob o MDL também representa um estímulo e um incentivo financeiro para os desenvolvedores e operadores da energia eólica.

A.4.4.1. Quantia estimada de reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos escolhido:

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões (tCO ₂ e)
2007	148 325
2008	148 325
2009	148 325
2010	148 325
2011	148 325
2012	148 325
2013	148 325
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	1 038 275
Número de períodos de crédito	7
Média anual de estimativa de redução sobre o período de crédito (toneladasde CO₂e)	148 325



Informações mais detalhadas sobre a geração de eletricidade e redução de emissões estão no Anexo 3 – Informações sobre a Linha de Base.

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Nenhum financiamento público entre as partes no Anexo 1 está envolvido no proposto PPEO.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base

B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada aplicada à atividade de projeto:

ACM0002 / Version 6: “Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”.

B.1.1. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:

A Metodologia ACM0002/Version 6 é aplicável ao PPEO, pois:

- O PPEO se aplica aos adicionais de capacidade elétrica por fontes eólicas;
- O PPEO não envolve a troca de combustíveis fósseis por energias renováveis no local do projeto;
- As fronteiras geográficas e sistêmicas para a rede elétrica relevante podem ser claramente identificadas e as informações sobre as características da rede estão disponíveis.

B.2. Descrição de como a metodologia é aplicada no contexto da atividade de projeto:

O cenário da linha de base é determinado pela análise dos dados da rede elétrica à qual o projeto está conectado. O projeto se conectará ao subsistema S-SE-CO (Sul-Sudeste-Centro-Oeste). O sistema Brasileiro é caracterizado por um sistema interligado: os subsistemas S-SE-CO e N-NE (Norte-Nordeste). O Anexo 3 contém os detalhes da rede Brasileira.

As informações do Operador Nacional do Sistema (ONS) estão disponíveis para a obtenção das margens de operação e construção, de acordo com a ACM0002, para a determinação do fator de emissão e das emissões de linha de base. Para essa atividade de projeto, foram usados os dados da ONS de 2002 a 2004.

A atividade do projeto segue os passos dados pela metodologia ACM0002. Para o cálculo do fator de emissão da margem de operação no PASSO 1, o método de cálculo escolhido foi o seguinte: (b) *Simple Adjusted OM*, uma vez que não haveria dados disponíveis para aplicação da opção preferida – (c) *Dispatch Data Analysis OM*. Para o cálculo do fator de emissão da margem de construção no PASSO 2 a Opção 1 foi escolhida. A tabela a seguir apresenta as informações-chave e os dados usados na determinação do cenário de linha de base.



Tabela 1: Sumário dos dados usados para determinar o cenário de linha de base

Número ID	Tipo de dado	Valor	Unidade	Fonte dos dados
1. EG _y	Eletricidade fornecida à rede pelo Projeto.	Obtido durante todo o tempo de vida do projeto.	MWh	Obtido pela Ventos do Sul Energia, o desenvolvedor do projeto
2. EF _y	Fator de emissão de CO ₂ da rede.	0,3490	tCO ₂ e/MWh	Calculado
3. EF _{OM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da rede.	0,4332	tCO ₂ e/MWh	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS
4. EF _{BM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem em Construção da rede.	0,0962	tCO ₂ e/MWh	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS
10. λ _y	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	λ ₂₀₀₂ = 0,5053 λ ₂₀₀₃ = 0,5312 λ ₂₀₀₄ = 0,5041	-	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS

B.3. 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 de MDL:

A adicionalidade foi determinada utilizando a “Tool for the demonstration and assessment of additionality (versio 2)”, aprovada pelo Comitê Executivo (Anexo 1, CE 16). A ferramenta consolidada do MDL para determinar a adicionalidade, inclui os seguintes passos:

Passo 0. Projeção preliminar baseada na data de início da atividade do projeto

O período de créditos do PPOE começará depois da data de registro. Logo, o Passo 0 não se aplica à essa atividade de projeto.

Passo 1. Identificação das alternativas para a atividade do projeto, consistente com as leis e regulamentações atuais.

Sub-passo 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto

As seguintes alternativas foram consideradas

Alternativa 1: O desenvolvimento da PPOE, com capacidade instalada de 150 MW conectada a rede regional com uma produção anual de energia de 425 GWh, não contemplado pelo projeto de MDL.

Alternativa 2: A continuação da situação atual no Brasil, e portanto nenhum projeto é levado adiante.



Sub-passo 1b: Aplicação das leis e regulamentações aplicáveis

Ambas as alternativas estão de acordo com as leis e regulamentações brasileiras de geração de energia.

Passo 2. Análise de Investimentos

Sub-passo 2a . Determineum método de análise apropriado

A atividade de projeto gera outros benefícios econômicos e financeiros além da receita do MDL. Como consequência, uma análise simples de custo (Opção I) não pode ser aplicada. Logo, os participantes do projeto optaram por uma análise de benchmark (Opção III).

Sub-passo 2b – Opção III. Aplique a análise de benchmark

O indicador financeiro mais apropriado para esse tipo de projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR). Para a análise benchmark de investimento a TIR é o principal indicador para comparação de todos os cenários sob análise. A TIR do projeto será usada, pois há mais de um potencial participante no projeto.

O parâmetro mais plausível para comparar a TIR do projeto foi derivado das notas do tesouro nacional série C (NTN-C)¹. Esses títulos são indexados ao IGPM (índice de preços do mercado), assim como os rendimentos do projeto, e tiveram um retorno de 8,6% + IGPM. Para o investidor estrangeiro é comum considerar um aumento do retorno esperado devido a risco-país e da falta de liquidez dos ativos (estimados em 4%) se comparados com as notas do tesouro nacional.

Sub-Passo 2c. Cálculo e comparação dos indicativos financeiros (aplicável somente às opções II e III):

Ventos do Sul desenvolveu uma análise de fluxo de caixa para o PPEO (150 MW), com e sem os rendimentos esperados para o projeto de MDL. Essa análise é baseada em informações confidenciais e foram disponibilizadas somente à Entidade Operacional Designada.

As premissas feitas para essa análise incluíram:

- O PPEO gerará 425 GWh por ao (produção de energia validada pelas consultorias de energia eólica, German Wind Energy Institute – DEWI – e Garrad Hassan and Partners Ltd do Reino Unido).
- Custo de construção, Operação e Gerenciamento.
- Tarifas de consultoria de MDL. A validação e verificação não foram incluídas como custos na análise de fluxo de caixa

De acordo com o Anexo 3 do Comitê Executivo 22 “Clarifications on the consideration of national and/or sectoral policies and circumstances in baseline scenarios – Versão 2”, o cenário de linha de base deveria se referir à um situação hipotética sem que as políticas nacionais e/ou setoriais ou regulamentações existam, já que essas políticas e regulamentações dão vantagens comparativas significativas sobre as tecnologias de emissões menos intensas sobre as tecnologias de emissões mais intensas (por exemplo, os subsídios públicos para promover a difusão da energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética) e tem sido implementadas, desde a adoção do Protocolo de Quioto. Assim, os preços da eletricidade fixados pelo PROINFA não devem ser considerados no cenário de linha de base. Somente para os propósitos da Certificação, seguem os parágrafos 6(b) e 7(b) do documento mencionado acima:

¹ http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/consulta_titulos/consultatitulos.asp



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02**



“6(b) Políticas ou Regulamentações nacionais e/ou setoriais que forneçam vantagens comparativas para as tecnologias de emissões menos intensas sobre tecnologias de emissões mais intensas (por exemplo, os subsídios públicos para promover a difusão da energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética) (...)

7(b) Políticas ou Regulamentações nacionais e/ou setoriais sob o parágrafo 6(b) que foram implementadas desde a adoção do MDL M&P pela COP (decisão 17/CP.7, 11 de Novembro de 2001) não devem ser levadas em conta no desenvolvimento do cenário de linha de base (isto é, o cenário de linha de base poderia se referir à uma situação hipotética onde as políticas ou regulamentações nacionais e/ou setoriais não existissem).”

O fluxo de caixa para o PPEO está apresentado na tabela 2 e a análise de resultados da TIR está apresentada na tabela 3.

Tabela 2: Fluxo de Caixa para o PPEO

Fluxo de Caixa PPEO

miles R\$

DISCRIMINAÇÃO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
EBIT - Lucro Operacional	0	6.927	26.230	26.230	25.275	22.387	25.624	39.504	39.504	39.504	39.504	39.504	39.504	39.504	39.504
(-) IR e CS sobre EBIT	0	(2.355)	(8.918)	(8.918)	(8.594)	(7.612)	(8.712)	(12.884)	(8.664)	(6.475)	(5.157)	(4.283)	(6.942)	(5.712)	(3.886)
(-) Variações do IR Diferido	0	(1.972)	(10.380)	(6.013)	(5.263)	(5.129)	(2.914)	908	1.350	1.806	2.268	2.731	2.903	2.903	2.903
NOPLAT - Lucro Operac. líquido de IR/CS ajustado	0	2.600	6.932	11.299	11.419	9.646	13.998	27.528	32.190	34.835	36.615	37.952	35.465	36.695	38.521
(+) Depreciação e Amortização	0	10.603	42.557	42.557	42.557	42.557	39.320	29.608	29.608	29.608	29.608	29.608	29.608	29.608	29.608
Fluxo de Caixa Bruto	0	13.203	49.489	53.856	53.976	52.203	53.318	57.136	61.798	64.443	66.223	67.560	65.073	66.302	68.129
Investimentos Operacionais	(285.632)	(418.173)	7.999	7.999	7.902	7.608	7.608	3.440	3.440	3.440	3.440	3.440	1.958	0	0
No Imobilizado	(220.317)	(324.766)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
No Diferido	(40.504)	(59.945)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Em créditos de PIS/COFINS:	(24.810)	(33.463)	7.999	7.999	7.902	7.608	7.608	3.440	3.440	3.440	3.440	3.440	1.958	0	0
Fluxo de Caixa Operacional do Projeto	(285.632)	(404.971)	57.488	61.855	61.878	59.811	60.925	60.576	65.238	67.883	69.663	71.000	67.031	66.302	68.129
TIR Projeto (real a 30 anos)		7,3%													

miles R\$

DISCRIMINAÇÃO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
EBIT - Lucro Operacional	39.504	39.779	41.738	41.858	41.858	41.858	48.671	47.855	26.599	26.599	26.599	26.599	26.599	26.599	26.599
(-) IR e CS sobre EBIT	(2.903)	(2.903)	(2.903)	(2.903)	(2.903)	(2.903)	(2.903)	(2.272)	(1.545)	(1.515)	(1.514)	(1.514)	(1.514)	(1.514)	(1.514)
(-) Variações do IR Diferido	2.903	2.903	2.903	2.903	2.289	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOPLAT - Lucro Operac. líquido de IR/CS ajustado	39.504	39.779	41.738	41.858	41.244	38.955	45.769	45.584	25.054	25.084	25.085	25.085	25.085	25.085	25.085
(+) Depreciação e Amortização	29.608	29.333	27.374	27.254	27.254	27.254	20.441	0	0	0	0	0	0	0	0
Fluxo de Caixa Bruto	69.112	69.112	69.112	69.112	68.498	66.209	66.209	45.584	25.054	25.084	25.085	25.085	25.085	25.085	25.085
Investimentos Operacionais	0														
No Imobilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
No Diferido	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Em créditos de PIS/COFINS:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fluxo de Caixa Operacional do Projeto	69.112	69.112	69.112	69.112	68.498	66.209	66.209	45.584	25.054	25.084	25.085	25.085	25.085	25.085	25.085

Tabela 3: Análise de resultados da TIR

Descrição	TIR do Projeto
O PPEO sem retorno do MDL com preço de eletricidade vendida através do PROINFA	7,31%
O PPEO sem retorno do MDL com preço de eletricidade de mercado*	-0,32%
O PPEO com retorno do MDL (considerando 15 US\$/tCO ₂) com preço de eletricidade vendida através do PROINFA	7,76%



O PPEO com retorno do MDL (considerando 15 US\$/tCO ₂) com preço de eletricidade de mercado*	0,44%
Benchmark Títulos do governo brasileiro NTN-C (20 anos) + risco país e falta liquidez do ativo	8,60% + 4%

* Preço Máximo de Mercado da última audição de energia do governo (16/12/2005) para a oferta pública da ANEEL de 2005: 116 R\$/MWh².

A análise de investimentos mostra que a atividade de projeto de MDL tem um indicador desfavorável (TIR=0,44%) e benchmark (TIR=8,6%+IGPM+4%). Como resultado disso, a atividade de projeto de MDL não pode ser considerada financeiramente atrativa.

Sub-Passo 2d. Análise de Sensibilidade (aplicável somente às opções II e III)

Para contar como investimento privado, o risco relacionado a esse tipo de tecnologia deve ser levado em consideração quando consideramos a TIR.

A Energia Eólica envolve altos riscos se comparada às plantas de energia térmica e hidroelétrica atualmente operando no estado do Rio Grande do Sul. Um dos maiores riscos para energia eólica está diretamente ligado às dificuldades de se prever corretamente a produção energética do parque eólico. Existem diversas metodologias de previsão de resultados energéticos, mas todas elas são abordagens por meios de ferramentas de modelagem. O principal dado de entrada para todas as ferramentas de modelagem é representado pelo comportamento do vento estimado por dados de medição limitados.

Além disso, outras incertezas podem ser acrescentadas, já que perdas podem ocorrer devido a: disponibilidade da turbina, eficiência de transmissão energética, degradação da lâmina, manutenção das subestações e ajustes na curva de energia.

Uma análise de Sensibilidade foi elaborada modificando os seguintes parâmetros:

- Resultados Energéticos (mais e menos 11%)
O procedimento do cálculo da DEWI para avaliar as incertezas da produção de longo prazo de energia (Produção de Energia Anual Principal) estimou em 11%. Desvios na produção real de energia durante a operação dos parques eólicos poderiam envolver variações importantes na TIR do projeto. Por outro lado, se os recursos eólicos, durante os dois primeiros anos de operação forem mais baixos que os recursos eólicos de longo prazo (20 anos), ocorrerá um impacto negativo na TIR e na índice de cobertura de serviço da dívida.
- Custos de Operação do Projeto (mais e menos 10%)
Seguro, manutenção, reposição de equipamentos, concerto, administração, locação do terreno, demolição, etc. estão incluídos no custo de manutenção e operação. Já que o PPEO será o primeiro projeto desse tipo na região, a equipe de manutenção deverá ser treinada por “experts” internacionais. Essa operação pode resultar em variações de custo, especialmente durante os primeiros anos da vida útil do projeto.

² <http://www.ccee.org.br/leiloes/index.jsp>



A análise financeira foi feita considerando as variáveis mencionadas acima. O impacto na TIR aconteceria como descrito na tabela 4.

Tabela 4: Análise dos resultados da TIR para análise de sensibilidade

Cenário	Variáveis	TIR do Projeto % (sem retorno do MDL) com preço do PROINFA	TIR do Projeto % (sem retorno do MDL) com preço de mercado	TIR do Projeto % (com retorno do MDL) com preço do PROINFA	TIR do Projeto % (com retorno do MDL) com preço de mercado
Cenário base	--	7,31%	-0,32%	7,76%	0,44%
Entrega de energia	-11%	5,86%	-1,97%	6,30%	-1,39%
Entrega de energia	11%	8,07%	1,33%	8,57%	1,05%
Custos operacionais do projeto	-10%	7,66%	0,68%	8,09%	1,77%
Custos operacionais do projeto	10%	6,94%	-0,23%	7,39%	0,47%

Por fim, o incremento na TIR do PPEO, levando em conta os rendimentos do MDL, para diferentes preços da tCO₂, ocorreria como descrito na tabela 5:

Tabela 5: Análise da TIR para diferentes preços da tCO₂

	Preço da tCO ₂ (US\$/ tCO ₂)					
	5	6	7	10	15	20
TIR do projeto com preço do PROINFA	7,46%	7,49%	7,52%	7,59%	7,76%	7,91%
TIR do projeto com preço de mercado	-0,10%	-0,05%	0,00%	0,15%	0,44%	0,82%

Todos os cenários geram uma TIR abaixo do benchmark selecionado (8,6% + IGPM). Logo, isso enfatiza que a atividade de projeto não é a opção mais atrativa.

Passo 3. Análise de Barreiras

A atividade de projeto proposta encontra barreiras que impedem a implementação desse tipo de atividade de projeto e não impedem a implementação de pelo menos uma das alternativas.

Sub-Passo 3ª. Identifique as barreiras que impediriam a implementação do tipo da atividade de projeto proposta:

Barreiras de Investimentos:

Os parques Eólicos requerem um investimento de capital intensivo e financiamento de longo prazo, proporcionais aos riscos associados a esse tipo de investimento.

Diversos problemas levaram a um alto capital por MW instalado para o PPEO se comparados com os Parques Eólicos ao redor do mundo (de US\$ 0,7 a 0,8 milhões mais caro), ou seja, dificuldades técnicas específicas para a construção no local do projeto, a falta de experiência significativa na geração de energia eólica no Brasil, os requisitos para obtenção de financiamento para a produção das turbinas. Espera-se que o investimento total alcance R\$ 670,14 milhões. Isso corresponde a R\$ 4,46 milhões por MW instalado.



Foi provado que é muito difícil achar parceiros e potenciais investidores para desenvolver o projeto devido aos riscos associados com a energia eólica em uma região onde nenhum parque eólico é comercialmente operado. Como consequência disso, o único parceiro relevante no presente momento é a produtora de turbinas Enercon.

Diversos potenciais investidores decidiram não ser parceiros, pois a TIR dos investimentos esperada é mais alta do que a do projeto (7,31%) sem considerar os retornos do MDL.

Entidades Financeiras exigiram garantias adicionais à Ventos do Sul para compensar esse fator e os rendimentos do MDL aliviarão a necessidade de garantias adicionais.

Barreiras Tecnológicas

- Somente 10 pequenos parques eólicos, totalizando 28 MW, foram desenvolvidos no Brasil até o momento. Portanto, há pouco “expertise” e disponibilidade limitada de uma equipe para o design, implementação, operação e desenvolvimento de projetos de energia eólica³.
- Existe somente um produtor de turbinas eólicas no Brasil⁴, e o PROINFA exige que 60% dos equipamentos sejam produzidos pelo mercado local. Além disso, o uso de altas tecnologias é necessário para garantir a produção de energia estipulada e comprometida no PPA. Assim Ventos do Sul selecionou uma turbina eólica de alto custo, o que significam barreiras tecnológicas e financeiras.
- Na América Latina, uma tecnologia avançada similar (E-70) nunca foi usada anteriormente. Duas tecnologias de turbinas eólicas existem no mercado e depende do sistema de direção, a direção direta entre o rotor e o gerador (tipo Enercon) ou ao invés disso, uma turbina de junção (turbinas eólicas convencionais). A turbina eólica da Enercon é mais cara, mas oferece benefícios de maior confiança e disponibilidade.

Os benefícios mencionados acima necessitam de técnicos qualificados para a produção, montagem e manutenção do equipamento. No entanto, esses profissionais não estão atualmente disponíveis no Brasil e será necessário um longo período de treinamento para a equipe local.

- Levando em conta os recursos eólicos medidos e objetivando uma maximização da produção de energia a fim de tornar o parque eólico viável, é necessário que as turbinas eólicas sejam instaladas em torres de concreto de 98 metros de altura, aumentando significativamente o preço se comparado com as torres de aço de 64 metros com a mesma taxa de potência instalada.
- As turbinas eólicas serão instaladas em solo mole, alagável em certos períodos do ano, que exigem custos de construção mais altos: fundações maiores, com diversos pilares de grande porte, vias de acesso e andaimes de 1,2 m; andaimes maiores, dimensionados para sustentar materiais que ficariam no chão; maiores estradas de acesso para sustentar os cabos de voltagem média.

³ <http://www.aneel.gov.br/15.htm>

⁴ <http://www.wobben.com.br/wobben.htm>



- A ausência de informações detalhadas sobre os recursos eólicos, no Sul do Brasil levou a longos períodos de medição. Os estudos também contemplaram os problemas geológicos, topográficos e hidrológicos.

Barreiras devido às Práticas Predominantes:

O PPEO é o “primeiro de sua linhagem”. Nenhuma atividade de projeto do tipo está em operação atualmente no país anfitrião ou região.

Sub-Passo 3 b. Mostre que as barreiras identificadas não impediriam a implementação de pelo menos uma das alternativas (com exceção da atividade de projeto proposta):

No caso a Alternativa 2 (continuação da situação atual), não existirão efeitos das barreiras identificadas, já que isso representa a continuação das práticas atuais de desenvolvimento de estações de energia térmica e hidroelétrica, ambas tecnologias bem estabelecidas no Brasil.

Passo 4. Análise de Práticas Comuns

Sub-Passo 4ª. Análise outras atividades similares à atividade de projeto proposta

Os mais importantes parques eólicos no Brasil são plantas pequenas localizadas nos estados do Ceará, Paraná, Rio Grande do Norte, Pernambuco, Santa Catarina e Minas Gerais, totalizando 10 parque eólicos com uma capacidade de 28 MW em 2005. A maioria do total de capacidade de potência instalada no Brasil, vem do estado do Ceará, com 17,4 MW⁵. Essa capacidade representa aproximadamente 0,03% da geração de eletricidade instalada no país em 2005. Além disso, não existem parques eólicos instalados no Rio Grande do Sul.

A capacidade de 150 MW do PPEO representa sozinho, mais de 5 vezes o total da capacidade eólica instalada no país inteiro. Pode-se afirmar que a geração de energia eólica não é um negócio comum no Brasil (não é considerado um cenário “business as usual”).

Sub-Passo 4b. Discuta qualquer Opções Similares que estão ocorrendo

Como mostrado no *Sub-Passo 4a*, nenhuma atividade similar é observada no país anfitrião.

Deve ser mencionado que, no final de Março de 2004, o tão esperado programa de energia eólica brasileiro, o PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia) se iniciou. A primeira fase do PROINFA visava a instalação de, aproximadamente, 1100 MW de energia eólica. 1099 MW, em projetos, foram contratados pela Eletrobrás na primeira chamada pública, e 323 MW na segunda fase, totalizando 1422 MW⁶. Ainda assim, as políticas e circunstâncias setoriais não devem ser consideradas como um cenário alternativo, como mencionado no Passo 2c, mesmo que os diversos parques eólicos do PROINFA pudessem ser de fato instalados, isso representaria apenas cerca de 1,5% da capacidade total instalada do Brasil⁷.

Passo 5. Impacto do Registro do MDL

Como explicado no Passo 2, o PPEO não é um projeto financeiramente atrativo.

⁵ <http://www.aneel.gov.br/15.htm>

⁶ http://www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_Proinfa/default.asp

⁷ <http://www.aneel.gov.br/15.htm>



No entanto, com a aprovação e registro dessa atividade de projeto como uma atividade de MDL, os rendimentos adicionais das RCEs tornarão o projeto mais atrativos para entidades financeiras, particularmente porque os rendimentos do MDL mitigarão as preocupações dos investidores relativas à viabilidade do projeto.

A análise financeira indica que a TIR pode aumentar de 7,31% para 7,76% se os créditos forem vendidos por um preço de 15 US\$/tCO₂, aliviando tanto obstáculos financeiros como econômicos relacionados à atividade de projeto.

Além disso, Enerfín Enervento e Ventos do Sul se beneficiarão da promoção de sua imagem de desenvolvedores e produtores de tecnologias limpas de energia, apoiando os objetivos do protocolo de Quioto.

Adicionalmente, os benefícios associados ao registro do projeto são os seguintes:

- Reduções de Emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEEs) pelo deslocamento das plantas de energia térmica despachadas à margem do subsistema da rede Sul-Sudeste e Centro-Oeste (S-SE-CO). Na ausência do projeto, a energia seria parcialmente produzida por plantas com emissões não nulas;
- A situação relacionada à disponibilidade de tecnologia, implementação, operações e manutenção desse tipo de iniciativa deverá melhorar bastante. Assim, isso pode criar incentivos para a implementação de projetos similares de energia renovável para a rede Brasileira;
- Melhor posição para obter financiamentos para o projeto;
- Benefícios Financeiros provenientes dos rendimentos das RCEs;
- Atração de novos atores que não estão expostos às mesmas barreiras, ou podem aceitar uma TIR menor (por ter acesso a um capital mais barato, por exemplo).

B.4. Descrição de como a definição do limite do projeto relacionado à metodologia da linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto:

A definição da fronteira do projeto relatada é determinada como:

- O local da atividade de projeto, onde a eletricidade está sendo produzida;
- O subsistema elétrico brasileiro Sul-Sudeste-Centro-Oeste da rede Brasileira.

Portanto, a definição da fronteira do projeto está alinhada com as definições encontradas na metodologia de linha de base ACM0002 versão 6. Para mais informações sobre o sistema elétrico Brasileiro, favor observar Anexo 3.

B.5. Informações detalhadas sobre a linha de base, incluindo a data de término do estudo de linha de base e o nome da pessoa(s)/entidade(s) que determina(m) a linha de base:

1. Data de finalização do texto final desta seção da linha de base: 14/08/2006.
2. Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:
Econergy Brasil Ltda é responsável pelos serviços técnicos relacionados redução de emissões de GEEs, e é portanto, por interesse da Ventos do Sul, a elaboradora da linha de base.
Pessoa para contato: Sr Marcelo Schunn Diniz Junqueira; telefone: +55 (11) 3555-5700.



SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto/ Período de crédito

C.1 Duração da atividade de projeto:

C.1.1. Data de início da atividade de projeto:

30/05/2006.⁸

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto:

25 anos-0 meses.

C.2 Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:

C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos:

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

01/01/2007

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

7 anos-0 meses.

C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:

C.2.2.1. Data de início:

Deixado em branco intencionalmente.

C.2.2.2. Duração:

Deixado em branco intencionalmente.

SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento

D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto:

A Metodologia de monitoramento aprovada é a ACM0002, “Consolidated monitoring methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources – Version 6”.

D.2. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:

A metodologia aprovada e consolidada “Consolidated monitoring methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources”, é justificada da seguinte maneira:

- Essa metodologia se aplica às adições de capacidade elétrica de fontes eólicas;
- Essa atividade de projeto não envolve a troca de combustíveis fósseis por energia renovável no local da atividade de projeto;

⁸ A data de início da atividade de projeto é 30/05/2006 e corresponde ao início esperado da operação da unidade, de acordo com o cronograma estabelecido pelo contrato de geração de energia eólica assinado pela Enerfin Enervento e Wobben WindPower.



- As fronteiras geográficas e sistêmicas para a rede elétrica podem ser claramente identificadas e as informações sobre as características da rede estão disponíveis.

Essa metodologia de monitoramento é usada em conjunto com a metodologia aprovada e consolidada da linha de base ACM0002: “Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity from renewable sources – Versão 6”.



D.2. 1. Opção 1: Monitoramento das emissões no cenário do projeto e no cenário de linha de base

D.2.1.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade do projeto e como esses dados serão arquivados:

Número de Identificação <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

Deixado em Branco intencionalmente

D.2.1.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades de emissão de CO₂equ.)

Deixado em Branco intencionalmente

D.2.1.3. Dados relevantes necessários para determinar a linha de base das emissões antrópicas por fonte de GEEs dentro do limite do projeto e identificação de como esses dados serão coletados e arquivados:

Número de Identificação <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a ser monitorada	Como os dados serão arquivados? (eletrônico/ papel)	Comentários
1. EGY	Eletricidade fornecida à rede pelo Projeto.	Leituras da medição de energia conectada à rede e notas fiscais das vendas	MWh	M	Mensal	100%	Eletrônico e Papel	Dupla checagem com notas fiscais de venda. Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02**



2. EF _y	Fator de emissão de CO ₂ da rede.	Calculado	tCO ₂ e/MWh	C	Na validação e na renovação da linha de base	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
3. EF _{OM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO ₂ e/MWh	C	Na validação e na renovação da linha de base	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
4. EF _{BM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Construção da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO ₂ e/MWh	C	Na validação e na renovação da linha de base	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
10. λ _y	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	index	C	Na validação e na renovação da linha de base	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.

D.2.1.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões de linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.)

$$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

$$EF_{electricity} = \frac{EF_{OM} + EF_{BM}}{2} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

F_{ij(or m),y} É a quantidade de combustível *i* (em unidade de massa ou volume) consumida pelas fontes relevantes de energia *j* no ano(s) *y*
j,m Refere-se às fontes de energia fornecedoras de eletricidade à rede, exceto plantas de baixo custo e despacho obrigatório, e incluindo importações da rede
COEF_{ij(or m),y} É o coeficiente de emissão de CO₂ do combustível *i* (tCO₂ / unidade de massa ou volume do combustível), levando em conta o conteúdo de carbono dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia *j* (ou *m*) e o percentual de oxidação do combustível em ano(s) *y*
GEN_{j(or m),y} É a eletricidade (MWh) despachada à rede pela fonte *j* (or *m*)
BE_{electricity,y} São as emissões de linha de base devidas à substituição de eletricidade

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



$BE_{\text{electricity},y} = EF_{\text{electricity}} \cdot EG_y$	<p>durante o ano y em toneladas de CO₂</p> <p>EG_y É a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta de cogeração com bagaço, resultante da atividade do projeto durante o ano y em MWh,</p> <p>$EF_{\text{electricity}}$ É o fator de emissão de CO₂ de linha de base para a eletricidade.</p> <p>$EF_{OM,y}$ é o Fator de emissão de CO₂ da Margem de Operação da rede (tCO₂e/MWh)</p> <p>$EF_{BM,y}$ é o Fator de emissão de CO₂ da Margem de Construção da rede. (tCO₂e/MWh)</p>
--	--

D. 2.2. Opção 2: Monitoramento direto de reduções de emissões da atividade de projeto (os valores devem ser compatíveis com os da seção E).

D.2.2.1. Dados a serem coletados para monitoramento das emissões da atividade de projeto, e como esses dados serão arquivados:

Número de Identificação <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissão de CO₂equ.):

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.3. Tratamento de fugas no plano de monitoramento

D.2.3.1. Se aplicável, descreva as informações e os dados que serão coletados para monitorar os efeitos das fugas da atividade de projeto:

Número de Identificação <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a</i>	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



tabela D.3)								

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.3.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as fugas (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.):

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar reduções de emissões para a atividade de projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.):

$ER_y = BE_{thermal, y} + BE_{electricity, y} - PE_y - L_y$ $BE_{thermal, y} = 0$ $PE_y = 0$ $L_y = 0$ $BE_{electricity, y} = EF_{electricity} \cdot EG_y$	<p>ER_y: São as reduções de emissão da atividade do projeto, durante o ano y em toneladas de CO₂</p> <p>BE_{electricity,y}: São as emissões de linha de base devidas ao deslocamento de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO₂</p> <p>BE_{thermal,y}: São as emissões de linha de base devidas á deslocamento de energia térmica durante o ano y em toneladas de CO₂</p> <p>PE_y: São as emissões do projeto durante o ano y em toneladas de CO₂.</p> <p>L_y: São as emissões de fuga durante o ano y em toneladas de CO₂.</p>
--	---

D.3. Estão sendo realizados procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) para os dados monitorados

Dados (Indique a tabela e o número de identificação por ex. 3.-1.; 3.2.)	Grau de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo)	Explique os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados, ou por que tais procedimentos não são necessários.
1	Baixo	Estes dados serão diretamente usados no cálculo da redução de emissão. Registro das vendas e outros registros são usados para assegurar a consistência.
2	Baixo	Dados não precisam ser monitorados
3	Baixo	Dados não precisam ser monitorados

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



4	Baixo	Dados não precisam ser monitorados
10	Baixo	Dados não precisam ser monitorados

D.4 Descreva a estrutura operacional e administrativa que o operador do projeto implementará para monitorar as reduções de emissões e quaisquer efeitos relacionados às fugas, gerados pela atividade de projeto:

A estrutura para monitoramento desta atividade de projeto consistirá, basicamente, no registro da quantidade de energia vendida à rede (EG_y). Há duas operações que os operadores do projeto devem realizar para assegurar a consistência dos dados, apesar do fato que consistirá do monitoramento de apenas uma variável.

1. Leituras mensais do equipamento de medição dos irrigadores devem ser registradas numa planilha eletrônica;
2. Recibos de venda devem ser arquivados para dupla checagem dos dados. No caso de inconsistência, esses são os dados a serem usados.

Ademais, de acordo com a lei, o equipamento de medição deve ser periodicamente calibrado para obedecer aos regulamentos para produtores independentes de energia conectados à rede regional.

D.5 Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento:

ECONERGY BRASIL Ltda é responsável pelos serviços técnicos relacionados com as reduções de emissão de GEE, em interesse da Ventos do Sul. Pessoa para contato: Mr. Marcelo Schunn Diniz Junqueira; telefone: +55 (11) 3555-5700.



SEÇÃO E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes

E.1. Estimativa das emissões de gases de efeito estufa por fontes:

A fronteira do projeto é definida para incluir as emissões que estão relacionadas às atividades realizadas no local do projeto. Não há emissões associadas com a produção de eletricidade utilizando a energia eólica.

A quantidade total de emissões de projeto também são nulas, pois todas as outras emissões relacionadas à atividade de projeto, estão excluídas da fronteira do projeto e portanto não são levadas em consideração.

Dessa forma, a variável PE_y , apresentada na metodologia, não necessita ser monitorada.

Assim, $PE_y = 0$.

E.2. Fugas estimadas:

Nenhuma emissão potencial de fuga foi identificada para esse projeto.

Então, $L_y = 0$

E.3. A soma dos itens E.1 e E.2 representando as emissões da atividade de projeto:

O resultado da soma de E.1 e E.2 é zero, levando em conta que as emissões de projeto são nulas e nenhuma fuga foi identificada.

$L_y + PE_y = 0$

E.4. Estimativa das emissões antrópicas por fontes de gases de efeito estufa da linha de base:

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o centro dos dados a serem determinados no cenário da linha de base. No Brasil, há duas redes principais, Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, no entanto a rede relevante para este projeto é a Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

O método que será escolhido para calcular a Margem de Operação (MO) para o fator de emissão da eletricidade de linha de base é a opção (b) “*Simple Adjusted OM*”, já que a escolha de preferência (c) *Dispatch Data Analysis OM* enfrentaria a barreira de disponibilidade de dados no Brasil.

Para calcular a Margem de Operação, dados de despacho diários do Operador Nacional do Sistema (ONS) precisaram ser coletados. ONS não fornece regularmente tais informações, o que implicou em obtê-las através de comunicação direta com a entidade.

As informações obtidas referem-se aos anos 2002, 2003 e 2004, e são as informações mais recentes disponíveis nesse estágio.



Cálculo do “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” (Margem em Operação)

De acordo com a metodologia, o projeto determina o “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” ($EF_{OM, simple_adjusted, y}$). Então, a equação seguinte a ser resolvida é:

$$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

É assumido aqui que todas as usinas de fontes de baixo custo e despacho obrigatório produzem emissões nulas.

$$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} = 0 \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

Por favor, refira-se ao texto da metodologia ou às explicações das variáveis mencionadas acima.

Os dados do ONS, assim como, a planilha do cálculo dos fatores de emissão foram disponibilizados para o validador (EOD). Na planilha, os dados de despacho são tratados para permitir o cálculo do fator de emissão para os três anos mais recentes com as informações disponíveis, que são de 2002, 2003 e 2004.

Os fatores Lambda foram calculados de acordo com os requisitos da metodologia. Mais informações detalhadas são fornecidas no Anexo 3. A tabela abaixo apresenta esses fatores.

Ano	Lambda
2002	0,5053
2003	0,5312
2004	0,5041

A geração de eletricidade para cada ano também precisa ser levada em consideração. Essa informação é fornecida na tabela abaixo:

Ano	Carga elétrica (MWh)
2002	275.402.896
2003	288.493.929
2004	297.879.874

Usando informações apropriadas para $F_{i,j,y}$ e $COEF_{i,j}$, os fatores de emissão da MO para cada ano podem ser determinados, como segue:

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = (1 - \lambda_{2002}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = 0,4229 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$



$$EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = (1 - \lambda_{2003}) \frac{\sum_j F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = 0,4417 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = (1 - \lambda_{2004}) \frac{\sum_j F_{i,j,2004} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2004}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = 0,4346 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, para determinar a linha de base *ex-ante*, a média entre os três anos é calculada, determinando o $EF_{OM, simple_adjusted}$ -

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2002-2004} = \frac{EF_{OM, simple_adjusted, 2002} * \sum_j GEN_{j,2002} + EF_{OM, simple_adjusted, 2003} * \sum_j GEN_{j,2003} + EF_{OM, simple_adjusted, 2004} * \sum_j GEN_{j,2004}}{\sum_j GEN_{j,2002} + \sum_j GEN_{j,2003} + \sum_j GEN_{j,2004}} = 0,4332$$

em tCO₂/MWh

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (MC) também precisa ser determinado:

$$EF_{BM} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}}$$

A geração de eletricidade neste caso, corresponde a 20% do total gerado no ano mais recente (2004). Como as 5 plantas mais recentes construídas geram menos que os 20%, o cálculo do fator em questão resulta em:

$$EF_{BM, 2004} = 0,0962 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, o fator de emissão da linha de base é calculado por uma fórmula de média ponderada, considerando os pesos de 75% para MO e 25% para MC, aplicados a projetos eólicos. Logo, o resultado será:

$$EF_{electricity, 2002-2004} = 0,75 * 0,4332 + 0,25 * 0,0962 = 0,3490 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

As emissões da linha de base poderiam ser proporcionais à eletricidade despachada à rede durante o período de duração do projeto. As emissões de linha de base devido ao deslocamento de eletricidade são calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ($EF_{electricity, 2002-2004}$) pela eletricidade gerada pela atividade do projeto.

$$BE_{electricity, y} = EF_{electricity, 2002-2004} \cdot EG_y$$

Então, para o primeiro período de crédito, as emissões de linha de base serão calculadas como a seguir:

$$BE_{electricity, y} = 0,3490 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y \text{ (em tCO}_2\text{e)}$$

E.5. Diferença entre os itens E.4 e E.3, representando as reduções nas emissões da atividade de projeto:



As reduções de emissão para essa atividade de projeto são:

$$ER = BE_{\text{electricity},y} - (L_y + PE_y) = 0,3490 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y - 0 \rightarrow ER = 0,3490 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y$$

E.6. Tabela fornecendo valores obtidos ao se aplicar as fórmulas acima:

Ano	Estimativa das reduções de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa da fuga (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
2007	148 325	0	0	148 325
2008	148 325	0	0	148 325
2009	148 325	0	0	148 325
2010	148 325	0	0	148 325
2011	148 325	0	0	148 325
2012	148 325	0	0	148 325
2013	148 325	0	0	148 325
Total (toneladas de CO ₂ e)	1 038 275	0	0	1 038 275

SEÇÃO F. Impactos Ambientais

F.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo os impactos transfronteiriços:

Os possíveis impactos ambientais do PPEO foram revisados pela Fundação Estadual para Proteção do Meio Ambiente (FEPAM) através do Estudo de Impacto Ambiental (EIA), incluindo a construção e operação do PPEO. Essa avaliação foi preparada pela Intercon, uma equipe de consultoria, e entregue à FEPAM em Novembro de 2002, para se adequar à resolução CONAMA nº279/2001⁹.

A FEPAM¹⁰ emitiu sua Licença Ambiental de Instalação LI N°702/2005-DL em 14 de Setembro de 2005. A licença expirará em 2 de Janeiro de 2009. Essa licença permite a instalação do Parque Eólico Osório para gerar 150 MW. A licença inclui diversas condições e restrições, tais como:

- Monitoramento das águas subterrâneas até o final da fase de instalação
- A altura máxima dos equipamentos admitida é 140m
- Recuperação das áreas modificadas pelo projeto

⁹ www.mma.gov.br/port/conama/res/res01/res27901.html

¹⁰ <http://www.fepam.rs.gov.br/spogweb/e016/licenciamento.asp>



- Drenagem Superficial do terreno durante as fases de operação e instalação
- Controle da erosão do terreno nas áreas impactadas
- Manejo dos resíduos produzidos durante a fase de instalação
- Construção de acesso para o Parque Eólico
- Linhas de Transmissão entre as subestações e os aero-geradores
- Lay out do Parque Eólico
- Participação em atividades de melhorias ambientais juntamente com a administração municipal
- Plano de Monitoramento Ambiental da fase de Instalação
- Apresentar o plano de atividades para o projeto.

Para a renovação da Licença Ambiental de Instalação, ou para obter a licença de Operação, Ventos do Sul Energia apresentou:

- Plano de Monitoramento para a fase de Operação
- Plano de Monitoramento para a fase de desativação
- Proposta de uso do solo para a vizinhança do PPEO
- Avaliação do impacto paisagístico causado pelo PPEO
- Evidências do cumprimento das condições da Licença de Instalação
- Evidências do desenvolvimento de atividades de monitoramento ambiental

Como Ventos do Sul seguiu todos os requerimentos da Licença de Instalação, FEPAM emitiu a Licença de Operação LO N.º 5128/2006-DL em 21/06/2006 para a operação do PPEO e a LO N.º 5142/2006-DL em 23/06/2006 para as linhas de transmissão

Não haverá nenhum tipo de impacto transfronteiriço no PPEO. Todos os impactos relevantes ocorrem dentro das fronteiras brasileiras e vem sendo mitigados para cumprir com as condições ambientais para a implementação do projeto. Por tanto esse projeto não afetará de maneira alguma os países vizinhos, exceto pela redução da poluição global pelas reduções de GEE devido à atividade de projeto.

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

O Estudo do Impacto Ambiental analisou os possíveis impactos ambientais que possam ser gerados pelo PPEO nos seguintes recursos naturais: paisagem, fauna, flora, som, recursos hídricos, recursos históricos, levando em consideração os parâmetros de qualidade.

Além dos possíveis impactos ambientais causados durante a instalação do PPEO (remoção do solo, poeira, barulho podem perturbar a fauna local), o PPEO trará benefícios importantes, como por exemplo: diversificação da matriz energética do País, geração de energia limpa renovável, transferência de tecnologia, criação de empregos e desenvolvimento do turismo.

Através de planos para prevenção, correção, monitoramento e medidas compensatórias já foram tomadas durante as fases anteriores à construção, e continuarão a funcionar nas etapas subsequentes de operação e construção.

Durante os projetos de construção, os planos de monitoramento serão implementados com referência à:



Fauna, Águas Subterrâneas, Paisagem, Recuperação de Áreas degradadas, erosão do solo, resíduos sólidos, Supervisão Arqueológica e Ambiental da área total do local.

Esses Planos contribuirão com a prevenção, controle, minimização, recuperação, e compensação dos impactos identificados no EIA.

Dentre outros planos, é importante mencionar os seguintes:

- Programa de Monitoramento da Fauna: Essa ação começou 12 meses antes da fase de construção, e continuará durante as fases de construção e operação. Ela contribuirá para a prevenção, controle, minimização e restauração dos impactos negativos sobre a fauna e também será útil como um estudo completo da fauna no estado do Rio Grande do Sul. Esses programas incluem o monitoramento detalhado de mamíferos de pequeno, médio e grande porte, de pássaros, anfíbios de níveis das águas subterrâneas.
- Centro de Recepção para os Visitantes: localizado no prédio de controle do parque eólico, para aproximar os visitantes do mundo das energias renováveis e para informar sobre o meio ambiente natural dos parques eólicos de Osório. Haverá uma área de exposições (maquetes, painéis gráficos, murais) e sala áudio-visual para projeção de vídeos informativos.
- Ações Complementares: No contexto do acordo com a administração de Osório, um projeto ambiental foi implementado com os seguintes objetivos: investimentos em saneamento ambiental, Recuperação das lagoas Marcelino e Peixoto, através do diagnóstico, zoneamento ambiental e projeto paisagístico, projetos de educação ambiental, desenvolvimento do turismo e do centro de informações ambientais na área de proteção ambiental “Morro da Borússia”.

Conclui-se que o projeto é viável em termos legais, técnico-ambientais, e econômicos e o PPEO está de acordo com a legislação ambiental atual e as medidas corretivas propostas nos programas ambientais sugeridos pela FEPAM.

SEÇÃO G. Comentários dos Atores

G.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores locais:

Os participantes do projeto enviaram cartas-convite, incluindo um sumário executivo do projeto, para comentários dos seguintes atores envolvidos e afetados pela atividade de projeto¹¹, de acordo com a Resolução número 1 da Comissão Interministerial de Mudanças Globais de Clima:

:

- Prefeitura municipal de Osório ;
- Câmara dos vereadores de Osório;
- Secretaria do Meio Ambiente de Osório;
- Secretaria Estadual do Meio Ambiente do Estado do Rio Grande do Sul;
- Ministério Público do Estado do Rio Grande do Sul ;
- Lyons Clube de Osório
- Fórum Brasileiro das Organizações Não Governamentais e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento - FBOMS

¹¹ As cópias das cartas-convite estão disponíveis com os participantes do projeto.



Ventos do Sul Energia S.A. esperou pelos comentários durante 30 dias, após o envio das cartas.

Em 9 de Dezembro de 2005, A Câmara Legislativa de Osório convidou os atores locais para participar de uma audiência de duas horas onde o PPEO está localizado. O gerente geral da Ventos do Sul apresentou os pontos-chave do PPEO tais como o “design”, engenharia, construção, operação, programas de monitoramento ambiental e contribuições para o desenvolvimento sustentável. Foi explicado rapidamente o impacto do Aquecimento Global, o protocolo de Quioto e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Foi explicado que as reduções de emissões antrópicas de GEEs ocorrerão pela implementação da atividade de Projeto pelo deslocamento da energia produzidas pelas usinas termelétricas despachadas na margem da rede. Diversas perguntas foram respondidas até o final da sessão. A audiência pública teve a participação de mais de 30 atores: políticos, ONG’s, ativistas, estudantes, imprensa e outros grupos privados¹²; Os atores perguntaram sobre o planejamento de empregos nas fases de construção e operação, detalhes do design da torre eólica, investimentos financeiros e ações complementares como a recuperação ambiental das lagoas Marcelino e Peixoto. Algumas pessoas expressaram satisfação com a previsão de um aumento no negócio de turismo e de avanços tecnológicos que possam surgir associados ao PPEO.

G.2. Resumo dos Comentários Recebidos:

Um comentário escrito da FBOMS foi recebido.

A carta do Fórum expressa agradecimento pela correspondência enviada pela Ventos do Sul e reconhece a importância de seus comentários. A carta mencionava a importância da consulta aos atores locais para comentários que visem melhorar a sustentabilidade e a qualidade do projeto. O Fórum afirma que está a espera de uma manifestação do Governo Federal Brasileiro, por meio da CIMGC (a AND brasileira), sobre como os comentários e análises feitos serão considerados na decisão final para esse tipo de projeto.

G.3. Relatório sobre como a devida consideração foi dada aos comentários recebidos:

Já que nenhum pedido de informações adicionais foi feito, Ventos do Sul Energia S.A. prosseguiu com o projeto como planejado inicialmente.

¹² O registro da audiência pública está disponível na Câmara Legislativa de Osório.



Anexo 1

DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

Participante do Projeto - 1

Organização:	Ventos do Sul Energia S.A.
Rua/Cx. Postal:	Carlos Gomes, 141 – sala 705
Edifício:	
Cidade:	Porto Alegre
Estado/Região:	RS
CEP:	90480-003
País:	Brasil
Telefone:	(55) 51 3328 5835
FAX:	(55) 51 33286352
E-Mail:	cipbrasil@terra.com.br
URL:	
Representada por:	Marco Antonio Morales
Título:	Engenheiro Civil
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Morales
Nome do meio:	Antonio
Nome:	Marco
Departamento:	Diretor
Celular:	
FAX direto:	(55) 51 33286352
Tel direto:	(55) 51 3328 5835
E-Mail:	mmorales@enerfin.es



Participante do Projeto – 2

Organização:	Enerfin Enervento S.A.
Rua/Cx. Postal:	Plaza Manuel Gómez Moreno
Edifício:	Ed. Bronce. s/n. 5ª Planta
Cidade:	Madri
Estado/Região:	Madri
CEP:	28020
País:	Espanha
Telefone:	34 914170980
FAX:	34 914170981
E-Mail:	gplanas@enerfin.es
URL:	
Representada por:	Guillermo Planas
Título:	Diretor de Gerenciamento
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Planas
Nome do meio:	
Nome:	Guillermo
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	34 914170981
Tel direto:	34 914170980
E-Mail:	gplanas@enerfin.es



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público do Anexo I envolvido no PPEO.

Anexo 3

INFORMAÇÕES DE LINHA DE BASE

O sistema elétrico brasileiro tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: Norte/Nordeste (N/NE) e Sul/Sudeste/Centro-Oeste (S/SE/CO). Isto ocorre principalmente devido à evolução histórica e física do sistema, o qual se desenvolveu naturalmente ao redor dos grandes centros consumidores do país.

A evolução natural de ambos os sistemas está crescentemente mostrando que a integração ocorrerá no futuro. Em 1998, o governo Brasileiro anunciou o primeiro movimento com a linha de interconexão entre S/SE/CO e N/NE. Com investimentos em torno de US\$700 milhões, a conexão teve como propósito principal, na visão do governo, ao menos, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região S/SE/CO poderia suprir a N/NE caso fosse necessário e vice-versa.

Todavia, mesmo após o estabelecimento da interconexão, os documentos técnicos dividem o sistema Brasileiro em três (Bosi, 2000)¹³:

“... onde o Sistema Elétrico Brasileiro se divide em três subsistemas separados”:

- (i) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- (ii) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste, e
- (iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localizações eletricamente isoladas dos sistemas interconectados).”

Além disso, Bosi (2000) apresenta uma forte argumentação a favor da assim chamada linha de base de multi-projeto:

“Para grandes países com diferentes circunstâncias no interior de suas fronteiras e diferentes redes energéticas baseadas nos três diferentes sistemas, linha de base de multi-projeto no setor de eletricidade talvez tenha a necessidade de se desagregar abaixo do nível do país para que possa prover representação acreditável do que poderia ter ocorrido de outra forma”.

Finalmente, deve-se levar em consideração que mesmo que os sistemas estejam interconectados atualmente, a transmissão de energia entre o N/NE e o S/SE/CO é severamente limitada pela capacidade das linhas de transmissão. Então, somente uma fração do total de energia gerada em ambos os subsistemas é enviada de alguma maneira. É natural que essa fração possa mudar de direção e magnitude (acima da capacidade da linha de transmissão) dependendo do padrão hidrológico, clima e outros fatores incontrolláveis. Mas não é necessário que isso represente uma quantidade significativa da demanda de cada subsistema. Também deve ser considerado que apenas no final de 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída, isto é, se os proponentes do projeto estiverem coerentes com a base de dados de geração disponível no momento da submissão para validação do DCP, uma situação onde a transmissão de eletricidade entre os subsistemas estava restrita deverá ser considerada.

¹³ Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.



O sistema elétrico brasileiro compreende atualmente ao redor de 101,3 GW de capacidade instalada, no total de 1.482 iniciativas de geração de eletricidade. Destas, aproximadamente 70% são plantas hidroelétricas, perto de 10% são plantas de energia a partir da queima de gás natural, 4,5% são plantas de diesel e óleo combustível, 3,2% de são fontes de biomassa (cana-de-açúcar, madeira, casca de arroz, biogás e licor negro), 2% são usinas nucleares, 1,4% são plantas de carvão, e também há 8,17 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Venezuela, Uruguai e Paraguai) que deverão despachar energia à rede brasileira¹⁴. Essa última capacidade é na realidade compreendida principalmente por 5,65 GW da parte do Paraguai na *Itaipu Binacional*, uma usina hidrelétrica que opera tanto no Brasil quanto no Paraguai, mas cuja produção é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.

As metodologia aprovada ACM0002 pede aos proponentes do projeto a se responsabilizar por “todas fontes geradoras servindo o sistema”. Deste modo, os proponentes de projeto no Brasil devem procurar e pesquisar todas as plantas energéticas que servem o sistema brasileiro.

Na realidade, informações do tipo das fontes de geração não são publicamente disponíveis no Brasil. O centro de despacho nacional, ONS – Operador Nacional do Sistema – argumenta que tais informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia e por isso não podem se tornar disponíveis. Por outro lado, a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, fornece informações de capacidade energética e outros interesses legais do setor de eletricidade, mas nenhuma informação de despacho pode ser adquirida por esta entidade.

A respeito disto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para tornar possível o cálculo do fator de emissão do Brasil com a melhor acurácia possível. Visto que dados de despacho real são necessários, a ONS foi contatada para que os participantes pudessem saber até que grau de detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Depois de muitos meses de diálogo, a informação de despacho diário das plantas foi disponibilizada para os anos de 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projeto, ao discutir a praticabilidade da utilização dos dados, concluíram que era a mais apropriada informação a ser considerada para determinar o fator de emissão da rede brasileira. De acordo com a ANEEL, de fato, a ONS centralizou as plantas de despacho estimadas em 75.547 MW de capacidade instalada em 31/12/2004, dentre o total de 98.848,5 MW instalados no Brasil na mesma data¹⁵, incluindo a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que são despachadas somente nos períodos de limitações elétricas do sistema. Tal capacidade é na realidade constituída de plantas com capacidade instalada de 30 MW ou mais, conectadas ao sistema por linhas de energia de 138kV ou linhas de alta voltagem. Então, mesmo que o cálculo do fator de emissão não considere todas as fontes de geração que servem ao sistema, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve ao Brasil está sendo levada em consideração, o que é suficiente em vista das dificuldades de obtenção de informações de despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são plantas que não tem despacho coordenado pela ONS, visto que: mesmo que elas operem com base nos acordos de compra os quais não estão sob controle das autoridades de despacho, ou estão localizadas em sistemas não interconectados aos quais a ONS tem acesso. Deste modo, esta parte não é passível de afetar os projetos de MDL, e esta é outra razão para que não seja levada em consideração na determinação do fator de emissão.

Na tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores do projeto consideraram a opção de pesquisar por dados disponíveis, mas não oficiais para suprimir a lacuna existente. A solução encontrada

¹⁴ www.aneel.gov.br

¹⁵ [www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)



foi a base de dados da Agência Internacional de Energia (AIE) criada para executar o estudo “Testes de Caminhos de Linhas de Base para Projetos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Setor de Energia Elétrica”, publicado em Outubro de 2002. Ao fundir os dados da ONS com os dados da AIE em uma planilha eletrônica, os proponentes do projeto tiveram a possibilidade de considerar todas as fontes de geração conectadas a redes relevantes para determinar o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi mais conservador ao considerar apenas os dados da ONS, como é mostrada na tabela abaixo a margem de construção em ambos os casos.

Margem de Construção com fusão de dados AIE/ONS (tCO ₂ /MWh)	Margem de Construção com dados da ONS (tCO ₂ /MWh)
0,205	0,0962

Então, considerando todos os argumentos explanados, os desenvolvedores do projeto decidiram pela base de dados que considera apenas os dados da ONS, e desta forma foi possível dirigir-se oportunamente ao caso da determinação do fator de emissão e fazê-lo da maneira mais conservadora.

As eficiências das usinas de combustível fóssil também foram retiradas da redação da AIE. Isso foi feito considerando a falta de mais informações detalhadas sobre essas informações de fontes públicas, confiáveis e acreditáveis.

Da referência mencionada:

“A eficiência de conversão de combustíveis fósseis (%) para plantas de energia térmica foi calculada com base na capacidade instalada de cada planta e da energia produzida de fato. Para a maioria das plantas de energia por combustível fóssil em construção, um valor constante de 30% foi usado como estimativa para a eficiência de conversão de seus combustíveis fósseis. Essa hipótese foi baseada nos dados disponíveis em literatura e baseados nas observações da atual situação destes tipos de plantas atualmente em operação no Brasil. Para as únicas duas plantas de gás natural em ciclo combinado (totalizando 648 MW) assumiu-se taxa de eficiência maior, isto é, 45%”

Então apenas dados para plantas em construção em 2002 (com início de operação em 2002, 2003 e 2004) foram estimados. Todas as outras eficiências foram calculadas. Para o melhor do nosso conhecimento, não há reforma/modernização de usinas de geração mais antigas no período analisado (2002 a 2004). Por essa razão, os participantes do projeto consideram a aplicação desse número não apenas razoável, mas a melhor opção disponível.

Os dados de despacho horário reunidos mais recentemente recebidos pela ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos de dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração de baixo custo e despacho obrigatório foi determinada como a geração total menos a geração das plantas de geração térmica por combustível fóssil, esta última determinada por dados diários de despacho fornecidos pela ONS. Toda essa informação foi disponibilizada aos validadores e extensivamente discutida com eles, de maneira a tornar todos os pontos claros.

Nas páginas seguintes, um resumo das análises é fornecido. Primeiro, são fornecidas as tabelas 6 e 7 com as 126 plantas despachadas pela ONS. Depois, a tabela 8 com as conclusões resumidas sobre a análise do cálculo do fator de emissão e as curvas de duração de carga do sistema S-SE-CO.



DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02



Tabela 6 :Plantas Despachadas pela ONS – 1/2

	Subsistema*	Combustível**	Planta de Energia	Início de operação [2, 4, 5]	Capacidade instalada (MW) [1]	Eficiência de conversão de combustível (%)	Fator de emissão do carbono (tC/TJ) [3]	Fração do carbono oxidado [3]	Fator de emissão (tCO2/MWh)
1	S-SE-CO	G	Termo Rio	Nov-2004	423,3	0,30	15,3	99,5%	0,670
2	S-SE-CO	H	Candonga	Sep-2004	140,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
3	S-SE-CO	H	Queimado	May-2004	105,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
4	S-SE-CO	G	Norte Fluminense	Feb-2004	860,2	0,30	15,3	99,5%	0,670
5	S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
6	S-SE-CO	H	Gauporé	Sep-2003	120,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
7	S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306,0	0,30	15,3	99,5%	0,670
8	S-SE-CO	H	Funil (MG)	Jan-2003	180,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
9	S-SE-CO	H	Itiquira I	Sep-2002	156,1	1,00	0,0	0,0%	0,000
10	S-SE-CO	G	Araucária	Sep-2002	484,5	0,30	15,3	99,5%	0,670
11	S-SE-CO	G	Canoas	Sep-2002	160,6	0,30	15,3	99,5%	0,670
12	S-SE-CO	H	Piraju	Sep-2002	81,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
13	S-SE-CO	G	Nova Piratininga	Jun-2002	384,9	0,30	15,3	99,5%	0,670
14	S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Jun-2002	5,0	0,30	20,7	99,0%	0,902
15	S-SE-CO	H	Rosal	Jun-2002	55,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
16	S-SE-CO	G	Ibirité	May-2002	226,0	0,30	15,3	99,5%	0,670
17	S-SE-CO	H	Caná Brava	May-2002	485,9	1,00	0,0	0,0%	0,000
18	S-SE-CO	H	Sta. Clara	Jan-2002	60,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
19	S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1.140,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
20	S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87,0	0,28	15,3	99,5%	0,718
21	S-SE-CO	G	Macaé Merchant	Nov-2001	922,6	0,24	15,3	99,5%	0,837
22	S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Nov-2001	902,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
23	S-SE-CO	G	Eletrobolt	Oct-2001	379,0	0,24	15,3	99,5%	0,837
24	S-SE-CO	H	Porto Estrela	Sep-2001	112,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
25	S-SE-CO	G	Cuiabá (Mario Covas)	Aug-2001	529,2	0,30	15,3	99,5%	0,670
26	S-SE-CO	G	W. Arjona	Jan-2001	194,0	0,25	15,3	99,5%	0,804
27	S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	639,9	0,45	15,3	99,5%	0,447
28	S-SE-CO	H	S. Caxias	Jan-1999	1.240,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
29	S-SE-CO	H	Canoas I	Jan-1999	82,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
30	S-SE-CO	H	Canoas II	Jan-1999	72,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
31	S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
32	S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1.540,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
33	S-SE-CO	D	Cuiabá (Mario Covas)	Oct-1998	529,2	0,27	20,2	99,0%	0,978
34	S-SE-CO	H	Sobragi	Sep-1998	60,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
35	S-SE-CO	H	PCH EM/Æ	Jan-1998	26,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
36	S-SE-CO	H	PCH CEEE	Jan-1998	25,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
37	S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
38	S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
39	S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	62,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
40	S-SE-CO	H	PCH CELESC	Jan-1998	50,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
41	S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
42	S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
43	S-SE-CO	H	PCH CERJ	Jan-1998	59,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
44	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
45	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
46	S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
47	S-SE-CO	H	S. Mesa	Jan-1998	1.275,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
48	S-SE-CO	H	PCH EPAULO	Jan-1998	26,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
49	S-SE-CO	H	Guilmam Amorim	Jan-1997	140,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
50	S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
51	S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	408,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
52	S-SE-CO	H	Noav Ponte	Jan-1994	510,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
53	S-SE-CO	H	Segredo (Gov. Ney Braga)	Jan-1992	1.260,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
54	S-SE-CO	H	Taquaruçu	Jan-1989	554,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
55	S-SE-CO	H	Manso	Jan-1988	210,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
56	S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	125,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
57	S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1.450,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
58	S-SE-CO	H	Rosana	Jan-1987	369,2	1,00	0,0	0,0%	0,000
59	S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1.874,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
60	S-SE-CO	H	T. Irmãos	Jan-1985	807,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
61	S-SE-CO	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6.300,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
62	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5.375,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
63	S-SE-CO	H	Emborcação	Jan-1982	1.192,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
64	S-SE-CO	H	Nova Avanhandava	Jan-1982	347,4	1,00	0,0	0,0%	0,000
65	S-SE-CO	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1.676,0	1,00	0,0	0,0%	0,000

* Subsistema: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest

** Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil).

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração (http://www.aneel.gov.br/, data collected in november 2004).

[2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.

[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN (daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003).

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (http://www.aneel.gov.br/, data collected in november 2004).



Tabela 7: Plantas Despachadas pela ONS – 2/2

	Subsistema*	Combustível**	Planta de Energia	Início de operação [2, 4, 5]	Capacidade instalada (MW) [1]	Eficiência de conversão de combustível (%)	Fator de emissão do carbono (tC/TJ) [3]	Fração do carbono oxidado [3]	Fator de emissão (tCO2/MWh)
66	S-SE-CO	H	S.Santiago	Jan-1980	1.420,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
67	S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1980	2.280,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
68	S-SE-CO	O	Igarapé	Jan-1978	131,0	0,30	20,7	99,0%	0,902
69	S-SE-CO	H	Itauba	Jan-1978	512,4	1,00	0,0	0,0%	0,000
70	S-SE-CO	H	A. Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1.396,2	1,00	0,0	0,0%	0,000
71	S-SE-CO	H	S Simão	Jan-1978	1.710,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
72	S-SE-CO	H	Capivara	Jan-1977	640,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
73	S-SE-CO	H	S.Osório	Jan-1975	1.078,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
74	S-SE-CO	H	Marimondo	Jan-1975	1.440,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
75	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
76	S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446,0	0,26	26,0	98,0%	1,294
77	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
78	S-SE-CO	H	Porto Colombia	Jun-1973	320,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
79	S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
80	S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
81	S-SE-CO	H	Ilha Solteira	Jan-1973	3.444,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
82	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
83	S-SE-CO	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
84	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
85	S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
86	S-SE-CO	H	Sá Carvalho	Apr-1970	78,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
87	S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1.050,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
88	S-SE-CO	H	Ibitinga	Jan-1969	131,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
89	S-SE-CO	H	Jupia	Jan-1969	1.551,2	1,00	0,0	0,0%	0,000
90	S-SE-CO	O	Alegrete	Jan-1968	66,0	0,26	20,7	99,0%	1,040
91	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30,0	0,24	15,3	99,5%	0,837
92	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766,0	0,31	15,3	99,5%	0,648
93	S-SE-CO	H	Parabuna	Jan-1968	85,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
94	S-SE-CO	H	Limoeiro (Armando Salles de Olive	Jan-1967	32,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
95	S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80,4	1,00	0,0	0,0%	0,000
96	S-SE-CO	C	J.Lacerda C	Jan-1965	363,0	0,25	26,0	98,0%	1,345
97	S-SE-CO	C	J.Lacerda B	Jan-1965	262,0	0,21	26,0	98,0%	1,602
98	S-SE-CO	C	J.Lacerda A	Jan-1965	232,0	0,18	26,0	98,0%	1,889
99	S-SE-CO	H	Bariri (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	143,1	1,00	0,0	0,0%	0,000
100	S-SE-CO	H	Funil (RJ)	Jan-1965	216,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
101	S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	20,0	0,30	26,0	98,0%	1,121
102	S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1.216,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
103	S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140,8	1,00	0,0	0,0%	0,000
104	S-SE-CO	C	Chargeadas	Jan-1962	72,0	0,23	26,0	98,0%	1,482
105	S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97,7	1,00	0,0	0,0%	0,000
106	S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
107	S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99,1	1,00	0,0	0,0%	0,000
108	S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	386,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
109	S-SE-CO	H	Euclides da Cunha	Jan-1960	108,8	1,00	0,0	0,0%	0,000
110	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
111	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56,1	1,00	0,0	0,0%	0,000
112	S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
113	S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1958	70,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
114	S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1958	102,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
115	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Jan-1956	478,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
116	S-SE-CO	H	Itutinga	Jan-1955	52,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
117	S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20,0	0,26	26,0	98,0%	1,294
118	S-SE-CO	O	Carioba	Jan-1954	36,2	0,30	20,7	99,0%	0,902
119	S-SE-CO	O	Piratininga	Jan-1954	472,0	0,30	20,7	99,0%	0,902
120	S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
121	S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378,4	1,00	0,0	0,0%	0,000
122	S-SE-CO	H	Fontes Nova	Jan-1940	130,3	1,00	0,0	0,0%	0,000
123	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
124	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	489,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
125	S-SE-CO	H	I. Pombos	Jan-1924	189,7	1,00	0,0	0,0%	0,000
126	S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	11,8	1,00	0,0	0,0%	0,000
Total (MW) =					66.007,1				

* Subsistema: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest

** Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil).

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração (http://www.aneel.gov.br, data collected in november 2004).

[2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.

[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN (daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003).

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (http://www.aneel.gov.br, data collected in november 2004).



Tabela 8 : Fatores de Emissão para o subsistema Sul-Sudeste-Centro-Oeste brasileiro

Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linha de base (incluindo importação)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [GWh]	Importações [MWh]
2002	0,8548	275.402.896	258.720	1.607.395
2003	0,9421	288.493.929	274.649	459.586
2004	0,8763	297.879.874	284.748	1.468.275
	Total (2002-2004) =	861.776.699	818.118	3.535.256
	$EF_{OM, \text{ simples-ajustada}}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{BM, 2004}$	Lambda	
	0,4332	0,0962	λ_{2002}	
	Pesos alternativos	Pesos padrão	0,5053	
	$w_{OM} = 0,75$	$w_{OM} = 0,5$	λ_{2003}	
	$w_{BM} = 0,25$	$w_{BM} = 0,5$	0,5312	
	EF_{CM} [tCO ₂ /MWh]	Padrão EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	λ_{2004}	
	0,3490	0,2647	0,5041	

Figura 3. Curva de duração de carga para o subsistema S-SE-CO, 2002

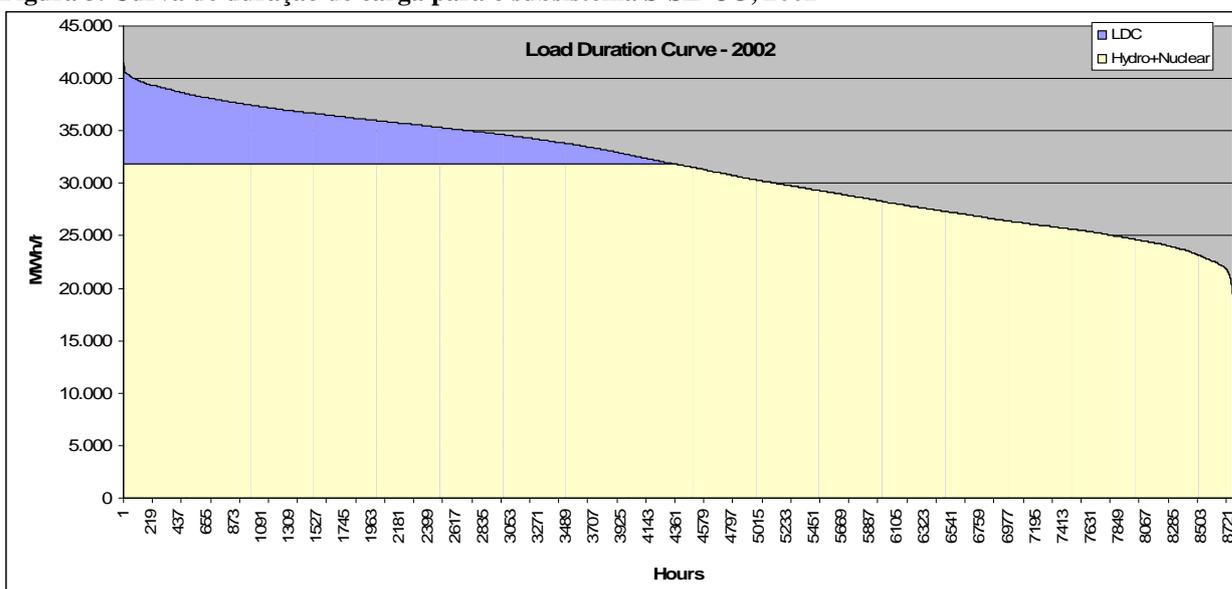
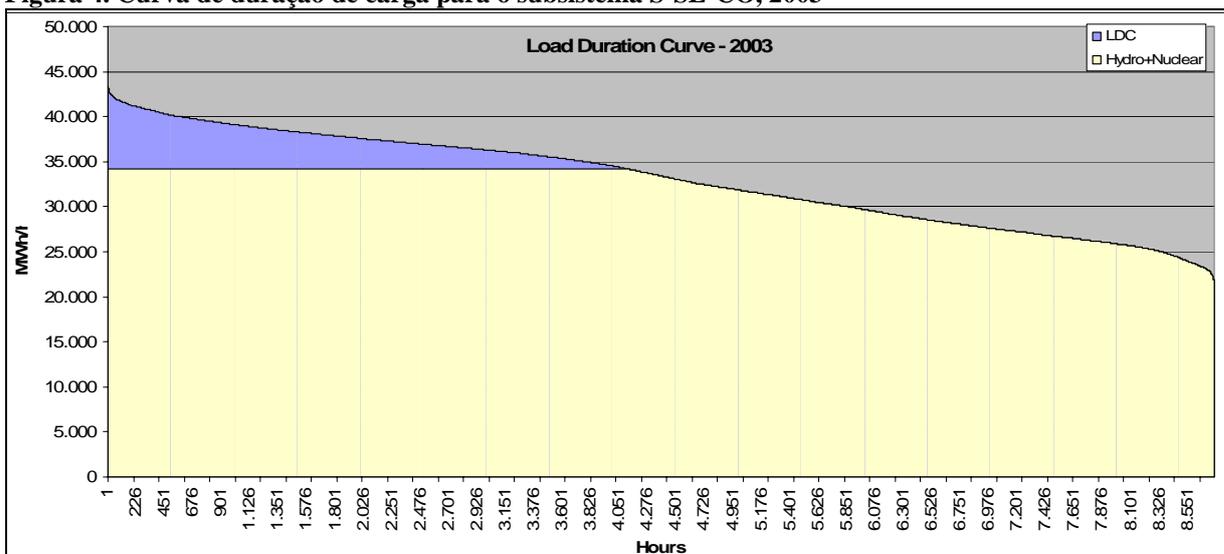


Figura 4. Curva de duração de carga para o subsistema S-SE-CO, 2003



Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



Figura 5. Curva de duração de carga para o subsistema S-SE-CO, 2004

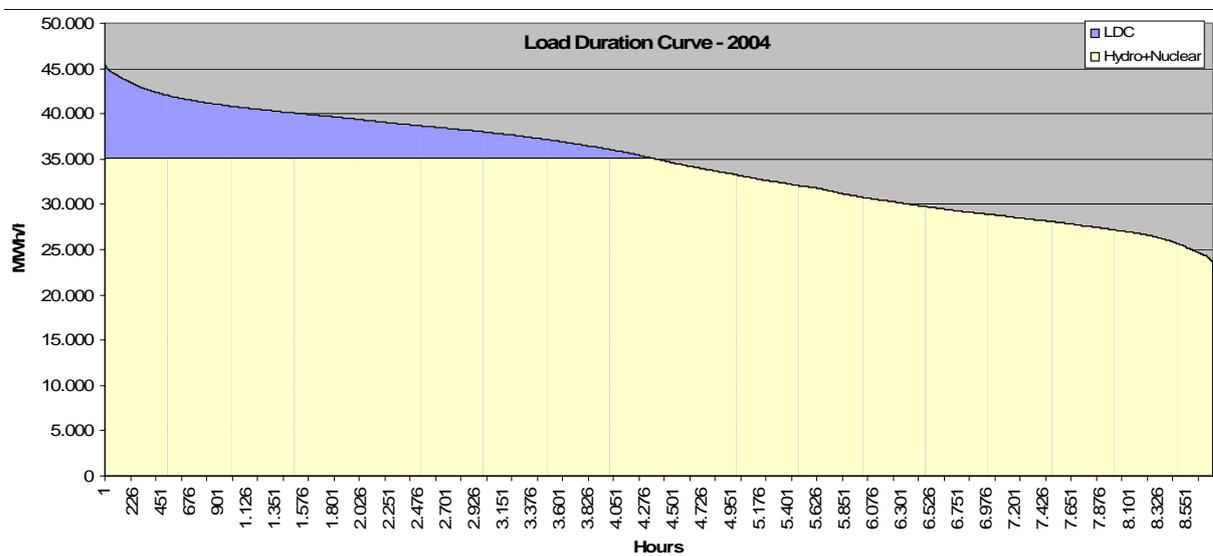


Tabela 9: Dados para o cálculo das reduções de emissão para o primeiro período de créditos

Projeto Parque Eólico de Osório										
Reduções de Emissão n Rede Interligada	Item	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	RCEs Totais	
	Cpacidade Instalada em MW	150	150	150	150	150	150	150		
	Geração Estimada, MWh/ano	425.000	425.000	425.000	425.000	425.000	425.000	425.000		
	Fator de emissão da linha de base em tCO2e/MWh	0,3490	0,3490	0,3490	0,3490	0,3490	0,3490	0,3490		
	Total de Redução de Emissões de CO ₂ em tCO2e/ano	148.325	148.325	148.325	148.325	148.325	148.325	148.325	1.038.275	

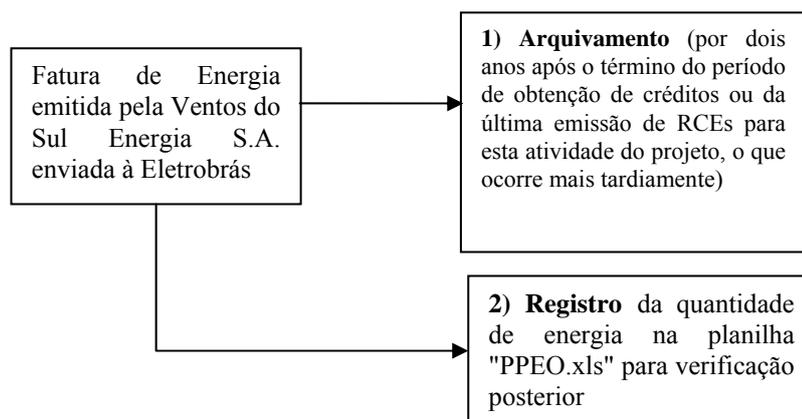


Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

De acordo com a secção D desse documento, a única variável a ser monitorada nessa atividade de projeto é a quantidade de energia exportada para a rede, do ano 2007 até o final do primeiro período de crédito. Já que, nessa atividade de projeto, não foram identificadas nenhuma fuga ou mudança nas emissões fora da rede, não haverá necessidade de monitorar as variáveis para esses últimos casos. O monitoramento ocorrerá da seguinte maneira:

Figura 6: Procedimentos de monitoramento do PPEO



As condições operacionais do despacho de energia relacionados aos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica respeitarão os procedimentos da rede e/ou procedimentos de distribuição, ou na falta dos últimos, adotarão o critério da Eletrobrás. O despacho de energia deve estar associado com o índice de qualidade estabelecido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

De acordo com a resolução nº127 da ANEEL de 6 de Dezembro de 2004, a comercialização da energia sob o PROINFA acontecerá através da modelagem das plantas participantes no escopo do CCEE (Câmara de Comércio de Energia Elétrica), para despachar a energia produzida por cada planta para a Eletrobrás.

Ventos do Sul é responsável pelo monitoramento da energia gerada e comprada, sob os procedimentos indicados acima. No entanto, todas as informações referentes às medidas estarão disponíveis em tempo real, para CCEE e Eletrobrás, através de interface serial conectada à uma unidade de comunicação – UTR, UCR ou Modem.

Os equipamentos de medição para emissões de notas fiscais serão instalados na subestação “Osório 2”, a qual pertence à CEEE (Companhia de Energia Elétrica do Estado – o agente conectado) e é o ponto de conexão do PPEO à rede elétrica.

De acordo com os procedimentos da ONS, o Sistema de Medição sempre terá dois equipamentos idênticos de medição. Então, no caso que um deles falhe, o segundo continuará medindo. Os equipamentos de medição possuirão um certificado de conformidade emitido pelo INMETRO (Instituto Nacional de Medição, Norma e Qualidade Industrial).



Uma vez que os pontos de medição estejam fisicamente definidos e o sistema de medição de notas fiscais e a infraestrutura de comunicação estejam instaladas, os pontos de medição serão registrados no SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia) administrado pela CCEE.

O pagamento financeiro de energia será realizado pela Eletrobrás. A diferença entre a energia contratada e a geração verificada será eliminada mensalmente de acordo com os Procedimentos da CCEE.

Apesar dos procedimentos de monitoramento estarem sob responsabilidade da Ventos do Sul, todos os passos do processo devem ser aprovados pelas partes envolvidas: CCEE, ONS e CEEE. A aprovação de todas as partes garantirá transparência e confiabilidade dos valores mensurados.