



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP)
Versão 03 – a partir de 22 de Dezembro de 2006**

SUMÁRIO

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

Anexos

- Anexo 1: Dados para contatos dos participantes da atividade de projeto
- Anexo 2: Informações sobre financiamento público
- Anexo 3: Informações sobre a linha de base
- Anexo 4: Informações sobre o plano de monitoramento
- Anexo 5: Informações sobre a localização física

**Histórico de revisão deste documento**

Número da Versão	Data	Descrição e razão da revisão
01	21 Janeiro de 2003	Adoção inicial
02	8 Julho de 2005	<ul style="list-style-type: none">• O Executive Board concordou em revisar o CDM SSC PDD refletindo num guia de esclarecimentos promovidos pelo Executive Board desde a versão 01 deste documento.• Como consequência, as diretrizes para preenchimento do CDM SSC PDD foram revisadas de acordo com a versão 2. A versão mais atual pode ser encontrada em http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents.
03	22 Dezembro de 2006	<ul style="list-style-type: none">• O Executive Board concordou em revisar o MDL documento de concepção do projeto para atividades de pequena escala (CDM-SSC-PDD), levando em conta CDM-PDD e CDM-NM.

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala****A.1. Título da atividade de projeto de pequena escala:**

Projeto de Energia Eólica *Rosa dos Ventos*.

Versão 04

Data: 02/08/07

A.2. Descrição da atividade de projeto de pequena escala:

A atividade de projeto é formada pelo agrupamento de dois projetos de energia eólica de pequena escala, denominados, em conjunto, *Rosa dos Ventos*. O Projeto MDL agrupado é composto, assim, pelo projeto de energia eólica *Lagoa do Mato* (3,23MW) e pelo projeto de energia eólica *Canoa Quebrada* (10,50 MW). A proprietária e responsável, pelo desenvolvimento do Projeto é a *Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S/A.*, produtora independente de energia, conforme terminologia adotada no âmbito do mercado elétrico brasileiro.

Na última década, diversos estudos a respeito do potencial de geração de energia eólica brasileiro foram realizados e as estimativas apontavam entre 20.000 MW e 60.000 MW. O estudo realizado que obteve maior aceitação foi o *MesoMap*¹, baseado em uma modelagem numérica de superfície e apropriado para estimativas de maior abrangência (resolução de 20 a 30 km²), porém inadequado para aplicações em áreas de tamanho inferior a 1 km² e altitudes superiores a 50m.

A partir de 1995, o governo brasileiro aprovou a instalação de novas plantas de geração eólica, totalizando mais de 5.000 MW. Mesmo considerando os incentivos fornecidos pelo governo, bem como o enorme potencial eólico do País, a capacidade instalada desta fonte é diminuta, com 239.250 kW implementados² até o momento (0,24% da capacidade total instalada no Brasil).

O objetivo da atividade de projeto é a geração de energia a partir de uma fonte renovável, através do emprego de 7 turbinas eólicas Suzlon, com 2.100³ kW de capacidade nominal, totalizando uma potência instalada de 13,73 MW; resultando numa produção anual de energia de aproximadamente 66,6 GWh. O Projeto prevê uma redução média da emissão de gases de efeito estufa (GEE) aproximada de 17.814 tCO₂equ (toneladas de dióxido de carbono equivalente) por ano, entre 2008 e 2014.

As plantas eólicas do Projeto *Rosa dos Ventos* foram contratadas no âmbito do PROINFA, programa governamental criado para promover a introdução de novas fontes de energia renovável, desenvolver tecnologias limpas e ambientalmente menos impactantes, bem como para assistir na estabilização da concentração dos GEE emitidos através da ação antrópica, conforme estabelecido pela Convenção Quadro das Nações Unidas Sobre Mudança do Clima (CQNUMC) e pelo Protocolo de Quioto.

¹ Software específico desenvolvido com o auxílio da “Autoridade de Desenvolvimento e Pesquisa Energética do Estado de Nova Iorque (NYSERDA) e do “Departamento de Energia dos Estados Unidos” (DoE).

² Capacidade instalada por fontes, ANEEL.

³ As 2 turbinas de Lagoa do Mato terão capacidade nominal forçada de 1,615 KW em cumprimento a capacidade instalada da autorização da ANEEL



MDL – Conselho Executivo

As plantas eólicas estão localizadas a cerca de 170 km de Fortaleza, capital do Estado do Ceará. O Projeto irá reduzir positivamente a importação de energia para o sub-sistema elétrico do Nordeste, reduzindo assim as perdas resultantes da transmissão da energia por longas distâncias e auxiliando na diminuição dos GEE provenientes do incremento da participação das usinas térmicas na matriz energética regional. Além disso, ressalta-se o fato de que o momento de maior produção de energia eólica coincide com o período de menor índice pluviométrico da região (e vice-versa), sendo este um aspecto complementar positivo para o cenário elétrico regional.

Ademais, a atividade de projeto em questão contribui para promoção do desenvolvimento sustentável da região, na medida em que reduz a poluição do ar local, assiste no desenvolvimento tecnológico regional e possibilita a criação de empregos em diferentes níveis de especialização, tanto na fase de construção quanto na fase de operação das plantas eólicas (*i.e.*, medição do vento, serviços ligados à geração de energia, estudos topográficos, estudos geológicos e ambientais, obras civis etc.).

Sob o ponto de vista dos atores locais, a atividade de projeto revela-se também positiva uma vez que incentiva a construção de estradas de acesso, reforça o abastecimento de energia local e reduz a necessidade do armazenamento de água para a geração de energia, possibilitando, assim, um maior aproveitamento dos recursos hídricos numa região caracterizada por secas constantes e escassez de água.

A.3. Participantes do projeto:

Nome das partes envolvidas	Entidade(s) privada(s) participante(s) do projeto	Indicar se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto
Reino Unido	Carbon Capital Markets	Não
Brasil (País Anfitrião)	<i>Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S/A</i>	Não

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto de pequena escala:

A.4.1. Localização da atividade de projeto de pequena escala:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil

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

Estado do Ceará

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

Município de Aracati

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física, inclusive informações que permitam a identificação única dessa(s) atividade(s) de projeto de pequena escala:



MDL – Conselho Executivo

As áreas onde serão implantados os projetos situam-se a aproximadamente 170 km de Fortaleza, a capital do Estado do Ceará. Na Tabela 1 encontram-se descritas as coordenadas e a extensão da superfície de cada uma das plantas eólicas. Detalhes adicionais sobre a localização física são fornecidos no Anexo 5.

Área da Planta	<i>Canoa Quebrada</i>	<i>Lagoa do Mato</i>
Superfície	68 ha	181 ha
Localização	04° 32' 02'' S 37° 41' 28'' W	04° 35' 21'' S 37° 38' 15'' W

Tabela 1. Detalhes da localização física das plantas eólicas

A.4.2. Tipo e categoria (s) e tecnologia da atividade de projeto de pequena escala:

O Projeto proposto enquadra-se no Tipo I – Projetos de Energia Renovável, categoria I.D – “Geração de Eletricidade Renovável para uma Rede”. O Projeto encaixa-se nesta categoria uma vez que se baseia na geração de energia a partir de uma fonte renovável, e está conectado ao sistema elétrico, sendo regulado por um Contrato de Aquisição de Energia (Power Purchase Agreement - PPA).

Considerando ainda que a capacidade instalada do projeto é inferior a 15 MW, a atividade de projeto qualifica-se como Tipo I, atividades de projeto MDL de pequena escala, conforme o Anexo II da Decisão 17/CP.7: “Modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo de pequena escala”⁴.

A tecnologia utilizada durante os estudos técnicos empreendidos inclui dados de geo-processamento, mapas topográficos, modelos digitais de elevação – (MDE) estudos geológicos e de zoneamento, fotografias aéreas e imagens de satélites, medição dos ventos baseados em softwares locais (*EWDA*), bem como em instrumentos de medição reconhecidos internacionalmente, i.e., *WASP* e *GH WindFarmer*. /

A atividade de projeto irá otimizar o aproveitamento dos ventos *alisios*, e das fortes ocorrências das brisas marítimas. Na área de delimitação do Projeto, a velocidade média do vento de aproximadamente 8,4 m/s⁵, com uma distribuição relativa de frequência Leste/Nordeste de 35,33%.

A atividade de projeto utiliza-se de turbinas eólicas de potência média, modelo S88 (modelo de três pás com velocidade de 15 to 17,6 RPM), da SUZLON GmbH. A energia gerada em cada turbina eólica é incrementada a partir de um transformador interno (conexão Δ) de 690 Volts até 13,8 kV (conexão λ). Uma sub-estação elétrica local aumentará novamente a voltagem para 69kV, que é o valor de tensão para transmissão na rede elétrica regional.

As características específicas das plantas eólicas estão descritas nas Tabelas 2 a 5.

Planta Eólica	<i>Lagoa do Mato</i>	<i>Canoa Quebrada</i>
Início da Construção	20/03/2007	20/03/2007
Início da Operação	31/12/2007	31/12/2007
Potência Instalada	3,23 MW	10,50 MW

Tabela 2. Plantas eólicas

Descrição Técnica do Projeto Agrupado					
Denominação do Projeto	Modelo de Turbina	Diâmetro do rotor	Altura do Cubo	Potência nominal / S88	Quantidade de máquinas

⁴ <http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents/AnnexII>

⁵ Velocidade medida a altura de 61 metros



MDL – Conselho Executivo

<i>Lagoa do Mato</i>	Suzlon S88	88 metros	80 meters	1.615 kW/	2
<i>Canoa Quebrada</i>	Suzlon S88	88 metros	80 meters	2.100 kW/	5

Tabela 3. Descrição Técnica do Projeto Agrupado

Descrição Técnica da Turbina Eólica				
Denominação do Projeto	Área varrida pelo rotor	Faixa de geração de energia	Velocidade nominal	Capacidade instalada do projeto
<i>Lagoa do Mato</i>	6.082 m ²	4 -25 m/s	14 m/s	3,23 MW
<i>Canoa Quebrada</i>	6,082 m ²	4 - 25 m/s	14 m/s	10,50 MW

Tabela 4. Descrição Técnica das Turbinas Eólicas

Produção de energia na atividade do projeto		
Denominação do Projeto	Produção Anual Bruta	Produção Anual Líquida
<i>Lagoa do Mato</i>	18,63 GWh/ano	18,02 GWh/ano
<i>Canoa Quebrada</i>	50,24 GWh/ano	48,59 GWh/ano

Tabela5. Produção de energia na atividade do projeto

A.4.3 Quantia estimada de reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos:

Ano	Estimativa anual de redução de emissões em toneladas de CO ₂ equ
2008 (Janeiro)	17.814
2009	17.814
2010	17.814
2011	17.814
2012	17.814
2013	17.814
2014 (Dezembro)	17.814
Estimativa total de reduções (toneladas de CO₂equ)	124,701
Número de anos do período de crédito	7
Média anual estimada de redução de emissões durante o período de crédito (toneladas de CO₂ equ)	17.814

A.4.4. Financiamento público da atividade de projeto de pequena escala:

O Projeto não irá receber financiamento público de qualquer das Partes Anexo I.

A.4.5. Confirmação de que a atividade de projeto de pequena escala não é um componente desatrelado de uma atividade de projeto maior:

A atividade de projeto será considerada um componente desatrelado de uma atividade de projeto maior se houver um projeto MDL de pequena escala registrado ou um pedido de registro de outra atividade de projeto:



MDL – Conselho Executivo

- Pelos mesmos participantes do projeto;
- Na mesma categoria de projeto e tecnologia/medida;
- Registrado nos 2 anos anteriores; e
- Em que o limite de projeto encontra-se a 1 km do limite de projeto da atividade de pequena escala proposta, em seu ponto mais próximo.

A atividade de projeto é o único projeto MDL proposto pelo proprietário do projeto e, portanto, não faz parte de uma atividade de projeto maior de acordo com as determinações do Apêndice C das ***“Modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projetos MDL de pequena escala”***.

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

A metodologia de linha de base aprovada empregada para o Projeto é: AMS I.D. “Geração de eletricidade renovável conectada à rede”, Versão 10 de 23 de dezembro de 2006 do Apêndice B das modalidades e procedimentos (M&P) simplificados para atividades de projeto MDL de pequena escala e a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002: “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada a rede a partir de fontes renováveis”- versão 6 (válida a partir de 19 de Maio de 2006). A atividade do projeto se enquadra ao escopo setorial número 1 “Geração de eletricidade renovável para a rede”.

B.2 Justificativa da escolha da categoria do projeto:

Através da metodologia, a categoria do projeto I.D. compreende unidades de geração de energia renovável conectada à rede, tais como hidrelétricas, eólicas, geotérmicas, e de fontes de biomassa renovável que geram eletricidade e/ou dispõem eletricidade para um sistema de distribuição elétrica que é ou que haveria sido suprido por pelo menos um combustível fóssil na unidade de geração desta energia.

O projeto usa uma fonte de energia renovável em forma de vento para produzir eletricidade conectada à rede. A produção total de eletricidade é de 13.73 MW a qual é menor que o limite de 15 MW para atividades de projeto MDL de pequena escala aplicados apenas para componentes renováveis através desta metodologia.

B.3. Descrição dos limites do projeto:

O limite do projeto para a atividade de projeto compreende o local físico e geográfico das unidades de geradoras de energia..

B.4. Descrição da linha de base e seu desenvolvimento:

A atividade de projeto é o fornecimento de eletricidade a rede pelo projeto, que caso contrário, permaneceria o cenário de linha de base que consiste na geração de energia pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de energia..

A inserção do Projeto na rede elétrica regional⁶ irá reduzir diretamente as importações líquidas do sistema elétrico nacional diminuindo, portanto, as perdas ocasionadas na linha de transmissão durante o transporte de energia. Regionalmente, a atividade de projeto irá afetar a ordem de despacho dentro do sub-sistema elétrico do Nordeste retardando a entrada de fontes marginais (usinas térmicas) no sistema elétrico.

O elevado custo unitário por MWh e o maior risco envolvido na operação de sistemas renováveis de geração de energia (em especial o de energia eólica e fotovoltaica⁷) têm representado as maiores barreiras responsáveis por distanciar investidores destas tecnologias. O resultado desta realidade é representado na figura abaixo, a qual demonstra a pequena participação dos projetos de energia eólica no sistema elétrico nacional, apenas 0,03% da energia total instalada. Não obstante o grande potencial destes projetos, no começo de 2004 somente 9 plantas eólicas de pequena escala estavam em operação, com uma potência média instalada de 2,5MW⁸.

⁶ Denominado Sub-sistema Elétrico do Nordeste. *Maiores detalhes em “definição dos limites do projeto”, na Seção B.4.*

⁷ Fonte: Ministério de Minas e Energia, *Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico, 2003-2012.*

⁸ Fonte: *Atlas Brasileiro de Energia, segunda edição.*



MDL – Conselho Executivo

No nordeste, a energia hidrelétrica é a principal fonte despachada na base devido ao seu baixo custo de operação, sendo complementada pela geração térmica especialmente no período de demanda máxima. A crescente participação da capacidade térmica instalada no subsistema Nordeste permite uma otimização da energia natural afluyente disponível nas usinas hidrelétricas que, de outra forma, deveria ser despachada cautelosamente na ausência de uma fonte de energia secundária (geração térmica). Além disso, as recentes secas, as dificuldades para a implementação de novas hidrelétricas em razão das rigorosas regulamentações ambientais, as incertezas com relação à geração efetiva da energia assegurada das hidrelétricas já em operação e a necessidade de reduzir as perdas de energia durante o transporte desta até o ponto de consumo, fizeram com que as termoeletricas aumentassem a sua participação na geração de energia nos últimos anos no Brasil.

Sob um alto risco de falta de energia, o governo brasileiro aumentou drasticamente a capacidade térmica, principalmente no Nordeste, por meio de um programa nacional. Uma das questões mais importantes para este programa é que a companhia de distribuição tem um contrato *take or pay*⁹ com a companhia de geração térmica. Atualmente, estão neste programa mais de 23% da capacidade térmica instalada no nordeste. Além disso, em 2001 o governo brasileiro definiu um grupo de usinas térmicas de apoio para cobrir o pico imediato de demanda de energia para diminuir o risco de operação em cada subsistema. De fato, há 23 unidades geradoras térmicas (709,2 MW) em funcionamento no Nordeste sob estas condições.

Nestas condições, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) verificou um baixo afluyente de energia hidrelétrica no subsistema Nordeste para o ano de operação de 2004. Para garantir que não ocorra falta do suprimento de energia, foram realizados testes de capacidades de geração de energia térmicas a carga máxima. O resultado foi uma falta do combustível gás natural para operação de máxima carga e uma redução de 481 MW do total da capacidade térmica instalada.

As seguintes plantas térmicas foram afetadas pelas restrições de gás natural: UTE Fafen, UTE Termobahia e UTE Camaçari, UTE Termo Ceará, UTE Fortaleza, UTE Termo açu e UTE Termopernambuco. Na tabela abaixo, estão as previsões de operação das plantas térmicas afetadas durante o período de 2005/2006 (fim da falta de gás) e demais anos.

Sub-sistema Nordeste	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CAMACARI	0	0	342	350	350	350	350	350	350	350
TERMO BAHIA	88	186	186	186	186	186	186	186	186	186
FAFEN	26	26	54	155	155	155	155	155	155	155
TERMO PERNAMBUCO	520	520	520	638	638	638	638	638	638	638
TERMO ACU	0	0	0	316	316	316	316	316	316	316
TERMO CEARA	0	0	220	220	220	220	220	220	220	220
TERMO FORTALEZA	0	319	319	347	347	347	347	347	347	347
TOTAL	634	1.051	1.641	2.212						

Tabela 6. Programa de operação das plantas térmicas afetadas.

No fim de 2006, será concluído um gasoduto que liga o Sul ao Nordeste, que contribuirá para a combinação de energia no Nordeste. O gasoduto GASENE conduzirá mais de 20 milhões de Nm³ de gás natural por dia. Nestas condições, a geração de linha de base no nordeste deverá aumentar a participação térmica em um futuro próximo.

Por fim, com uma média anual de energia de 66,6 GWh, o projeto agrupado irá reduzir em torno de 124.701 tCO₂equ durante o primeiro período de crédito.

⁹ Contrato com cláusula que obriga o comprador a pagar uma quantidade mínima de energia, levando ou não o comprador efetivamente aquela quantidade no período estipulado.

**B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto MDL de pequena escala registrada:**

O Projeto irá reduzir as emissões antrópicas de GEE através da redução da importação líquida de energia para o subsistema¹⁰ do Nordeste. Além disso, a atividade de projeto irá ainda reduzir as emissões de GEE postergando o despacho de usinas térmicas nas margens de operação do sistema elétrico.

A adicionalidade do Projeto é explicada de acordo com o Anexo A do Apêndice B das modalidades e procedimentos (M&P) simplificados para atividades de projeto MDL de pequena escala¹¹, em especial, pela existência de barreiras de investimento, tecnológicas e de práticas comuns. O programa de incentivo ao uso das fontes renováveis de energia (Proinfa) também é avaliado como um fator de contribuição adicional à mitigação das mudanças climáticas e ao desenvolvimento sustentável.

Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa

Ambos os projetos de energia eólica agrupados estão registrados no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa). O Proinfa foi instituído em 2002 pela Lei 10.438, com o propósito específico de promover o uso de fontes alternativas de energia (ex: eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas) e diversificar a matriz energética brasileira. Em sua primeira fase, o Proinfa previu a implementação de 3.300 MW de capacidade instalada, com a operação iniciando-se até, no máximo, dezembro de 2008. O Contrato de Aquisição de Energia (na sigla em inglês, PPA) é assegurado pela *Centrais Elétricas Brasileiras SA – Eletrobrás* – companhia brasileira de economia mista designada para auxiliar o governo brasileiro a atingir as metas previstas desta política nacional de incentivo.

De acordo com o disposto no Decreto 5.025/2004¹², o Proinfa, além de buscar o incremento da participação de fontes alternativas de energia na matriz energética brasileira, tem ainda como objetivo estimular projetos que estejam inseridos no regime jurídico estabelecido pelo Protocolo de Quioto e pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC), reforçando o compromisso brasileiro na redução das emissões de GEE.

O Proinfa enquadra-se na definição de políticas nacionais e setoriais Tipo E -, conforme determinado pelo Conselho Executivo em seu 16º encontro (*Meeting*), a saber: “políticas e regulamentações nacionais e/ou setoriais que proporcionam vantagens positivas para tecnologias menos emissoras comparativamente às tecnologias mais emissoras”¹³.

Outrossim, o Conselho Executivo determinou ainda que políticas nacionais e setoriais Tipo E “poderão não ser levadas em conta no estabelecimento do cenário de linha de base” quando tais políticas nacionais e setoriais foram implementadas após a adoção do M&P MDL na decisão 17/CP17 (de 11 Novembro de 2001)¹⁴. Dessa forma, o Proinfa, instituído em Abril de 2002, não é considerado na constituição do cenário de linha de base e, portanto, revela-se adicional como iniciativa nacional de redução de emissões.

Anexo A do apêndice B das M&P simplificados para atividade de projetos MDL de pequena escala

¹² O sub-sistema elétrico do Nordeste é um grande importador de energia de outras regiões.

¹³ http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/AppB_SSC_%20AttachmentA.pdf

¹² Artigo 5 do Decreto 5.025, de 30 de Março de 2004.

¹³ <http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/016/eb16repan3.pdf>

¹⁴ <http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/016/eb16repan3.pdf>



MDL – Conselho Executivo

Não obstante, a adicionalidade da atividade de projeto também pode ser demonstrada de acordo com anexo A do apêndice B das M&P simplificados para atividade de projetos MDL de pequena escala, considerando os seguintes tipos de barreiras:

- (a) Barreiras de investimento;
- (b) Barreiras tecnológicas;
- (c) Barreiras de práticas comuns.

(a) Barreiras de Investimento

Mesmo considerando os subsídios oferecidos no âmbito do Proinfra, o desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica no Brasil ainda encontra uma série de barreiras financeiras que precisam ser superadas pelos empreendedores do projeto a fim de assegurar a viabilidade econômica do mesmo.

O investimento inicial requerido para implementação de plantas eólicas é consideravelmente maior do que o requerido para a implementação de usinas térmicas. Além disso, as usinas térmicas, por demandarem um prazo de construção menor e incorrem em menores custos operacionais, representam opção mais atrativa para investidores quando comparadas com as fontes alternativas de energia, i.e., energia eólica.

Em janeiro de 2005 o custo médio de implementação de uma usina era de 850 US\$/kW para hidrelétricas e 660 US\$/kW para térmicas¹⁵, enquanto o custo de implementação para os projetos eólicos de *Lagoa do Mato* e *Canoa Quebrada* estão estimados em 4.000 US\$/kW¹⁶.

Os custos de geração entre usinas térmicas e eólicas também diferem significativamente, conforme demonstrado nas tabelas a seguir:

Custos de Geração de Energia (US\$/MWh) para Usinas Térmicas no Nordeste

<i>Custo de geração de energia (USD/MWh)</i>	
Usinas térmicas (NE)	2004
FAFEN	31
TERMOBAHIA	37,87
CAMAÇARI	57
MPX	36
TERMOFORTALEZA	25,3
TERMOPERNAMBUCO	17,3

Fonte: Plano Energético 2004, ONS

Tabela 8. Custos de geração de energia.

Há dois aspectos principais que afetam o custo de eletricidade gerada a partir do vento e, portanto, seu preço final:

- Fatores técnicos, como a velocidade do vento e a natureza das turbinas.
- A perspectiva financeira daqueles que financiaram os projetos, (qual a taxa de retorno é requerida no capital, amortização e o período do retorno do capital).

¹⁵ *Mercados de Energia/PSR Consultoria, Março de 2005.*

¹⁶ *Informações econômico-financeiras do Projeto Rosa do Ventos encontram-se disponíveis para consulta.*



MDL – Conselho Executivo

Para o Projeto de energia eólica Rosa dos Ventos, os custos de geração (US\$/MWh) estarão diretamente relacionadas aos custos técnicos de O&M e os custos financeiros relacionados ao projeto.

De acordo com os fatores técnicos, o fator de capacidade aferido para a região (Ceará) onde o projeto será implantado é de 35% , o que se tornou um valor padrão. Sob essa perspectiva é razoável apresentar um plano financeiro para a atividade do projeto baseado em premissas conservadoras de fator de capacidade, calculadas a partir de valores padrão melhores dos os valores estimados que foram usados na Tabela 5.

A Tabela 9 abaixo apresenta os detalhes dos custos:

<i>Unidade</i>		Estimado (RS/MWh)	Estimado (USD/MWh)
Custo Financeiro	Amortização + Custo Financeiro (juros)	128,67	59
Custos Administrativos	Aluguel	4,4	1,94
	Pessoal administrativo	13,86	6,44
Custo de Entrega	Taxa	22,64	10,53
Custos Técnicos	Atividades O&M	21,89	10,18
TOTAL		190,8	88,73

Tabela 9. Custos da Geração de Energia (1 USD = R\$ 2,15).

De acordo com a Tabela 9, o custo de geração é muito maior do que o custo de geração de energia a partir de outros tipos de fontes, que na prática resulta que as plantas eólicas são muito menos competitivas sob o cenário energético brasileiro atual.

Outras Barreiras de Investimento.

Ademais, as limitações do modelo atual de análise de superfície responsável pela definição do potencial eólico resultam em incertezas acerca da densidade energética na área do projeto e, por conseguinte, sobre a geração anual de energia. As medições locais de dois a três anos demonstraram não ser suficientes para as necessidades dos empreendedores de projetos eólicos no Brasil. Como consequência, admite-se 50% de probabilidade de ocorrer desvio na geração da energia esperada, o que representa um grande empecilho aos investimentos comerciais.

Igualmente problemático para investidores e empreendedores é o fato da Eletrobrás, de acordo com o regime estabelecido pelo Proinfa e o modelo de PPA adotado, ter a prerrogativa de assegurar apenas um pagamento mínimo do faturamento mensal equivalente a 70% da energia contratada, gerando maiores incertezas para o produtor de energia no que diz respeito à receita mensal esperada.

Projetos de energia eólica enfrentam ainda, regularmente, obstáculos financeiros resultantes da necessidade de transferência de tecnologia e serviços especializados, como por exemplo, a falta de pessoal local qualificado para atividades conhecimentos mais específicos, importação de equipamentos e os respectivos riscos cambiais associados. Não raramente, os empreendedores têm ainda que lidar com questões referentes ao pagamento de royalties pela tecnologia e o conhecimento empregado.

A estipulação de uma cota máxima de 220 MW capacidade total instalada por estado, determinada pelo Proinfa, também é outro fator responsável por limitar investimentos de grande escala nessa área. No âmbito do Proinfa, o valor das tarifas de energia acaba sendo menor em regiões de potencial eólico



MDL – Conselho Executivo

reduzido e maior em regiões de maior potencial¹⁷, o que diminui a atratividade econômico-financeira dos projetos no âmbito do Proinfra e cria novo obstáculo ao investidor.

O estímulo financeiro adicional do MDL foi, dessa maneira, decisivo para que o Proprietário do Projeto optasse pela implementação do mesmo e investisse em uma tecnologia menos poluidora para geração de energia. As receitas derivadas da alienação dos RCEs (ou CERs na sigla em inglês) geradas pela atividade de projeto servirão o propósito de amenizar os riscos acima destacados.

(b) Barreiras Tecnológicas

Diversas barreiras devem ser enfrentadas para a utilização de tecnologias associadas à geração de energia eólica. Por exemplo, a volubilidade do suprimento energético da energia eólica na rede impõe limitações técnicas para o operador da rede elétrica que alteram drasticamente o tipo de administração da mesma. Para a rede de eletricidade local, novas fontes volúveis adicionadas à rede levam a limitações na condução dos muitos megawatts produzidos com ventos de alta velocidade em local com fraca infraestrutura elétrica.

Do mesmo modo, de acordo com o Proinfra, ao menos 60% dos serviços e equipamentos utilizados nas plantas eólicas necessitam ser adquiridos no mercado nacional. Tal condição cria um obstáculo extra já que o mercado interno é atualmente composto de um pequeno número de fabricantes, circunstância que muitas vezes obriga os empreendedores a adquirir turbinas de menor potência, o que, por sua vez, acarreta numa menor eficiência e rentabilidade do próprio projeto¹⁸.

Em consequência, os Proprietários do Projeto buscam, através do MDL, obter maior segurança no que tange ao sucesso do empreendimento, tanto do ponto de vista técnico como financeiro.

(c) Práticas Comuns

Não obstante os incentivos públicos oferecidos pelo Proinfra, é notória a exclusão da energia eólica no cenário energético brasileiro, principalmente devido aos riscos tecnológicos inerentes, grande volume de investimento inicial e aos elevados custos de geração.

Até 2004 somente 25MW de energia eólica havia sido efetivamente instalado no Brasil¹⁹. De acordo com o Balanço Energético Nacional, a energia eólica foi responsável somente por 0,017% (61 GWh) do total da geração de energia de 2004 (349.593 GWh)²⁰.

Como fonte primária, a energia eólica não é suficiente para ser considerada na oferta interna de energia para 2004²¹, como demonstrado na figura 1:

¹⁷ *Estados com maior capacidade de geração de energia eólica, como os estados do Ceará e Rio Grande do Norte, encontram-se em desvantagem comparativamente aos demais estados brasileiros de menor potencial.*

¹⁸ *O Projeto Rosa dos Ventos de Geração de Energia utiliza turbinas de 2.100 kW, enquanto em condições normais de mercado, poderia fazer uso de turbinas mais eficientes, o que levaria a um aumento direto da capacidade, eficiência e otimização física do espaço alocado para equipamentos.*

¹⁹ *“Atlas Brasileiro de Energia”, Segunda Edição, 2004.*

²⁰ *Balanço Energético Nacional 2005, Ministério de Minas e Energia.*

²¹ *Balanço Energético Nacional 2005, Ministério de Minas e Energia.*

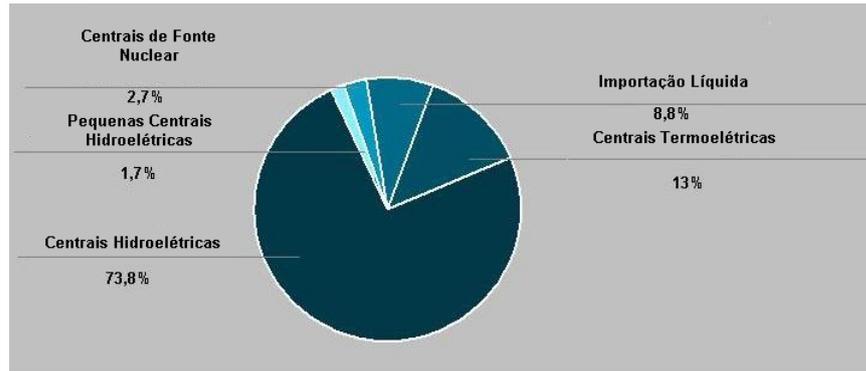


Figure 1: Oferta interna de energia (Fonte: Ministério de Minas e Energia)

Na região do Nordeste particularmente, onde as fontes de recursos hídricos e de biomassa não são abundantes, as usinas térmicas constituem em regra a primeira opção para investidores. Como mencionado acima na seção de “Barreiras de Investimento”, as usinas térmicas apresentam um menor custo de implementação e operação comparativamente aos custos de desenvolvimento de uma planta eólica. Nesse sentido, as receitas advindas da venda dos CERs representam uma forma adicional de garantir a viabilidade financeira do Projeto proposto.

Entretanto, o projeto Rosa dos Ventos como mencionado anteriormente não é a prática comum do mercado em um país onde as grandes hidrelétricas e as termoelétricas a combustível fóssil são priorizadas.

Apesar do fato que a geração eólica é uma fonte limpa de energia, pode se concluir que o projeto MDL não é economicamente atrativo em comparação às outras fontes de energia no Nordeste.

Portanto o registro do projeto como MDL irá ajudar a transpor as barreiras naturais apresentadas nesse DCP, por exemplo: diminuição do risco associado a quantidade de energia entregue, incentivar a indústria local e desenvolver um conhecimento específico em energia eólica.

Finalmente o registro do projeto como MDL terá um forte impacto no desenvolvimento de projetos eólicos, encorajando outros empresários a implantar projetos similares baseados no incentivo da receita das RCEs.

B.6. Redução de emissões:

B.6.1. Explicação da escolha da metodologia:

Linha de base

Para a determinação da linha de base, os participantes do projeto devem considerar somente emissões de CO₂ provenientes da geração de eletricidade por termoelétricas que utilizam combustíveis fósseis que é substituída pela atividade do projeto. Portanto, a **linha de base anual de emissões (BE_y)** utiliza a abordagem da Margem Combinada (BM) para calcular o cenário de emissões da linha de base. A linha de base anual de emissões (BE_y) é o resultado da eletricidade gerada anualmente pelo Projeto (EG_y) vezes o fator de emissão da linha de base anual (EF_y).



$$BE_y = EG_y * EF_y$$

Equação 1

EG_y (MWh/ano) = Geração da atividade de projeto.

EF_y (tCO₂/MWh) = Média das emissões por unidade elétrica para o sistema Nordeste.

A metodologia de linha de base ACM0002 estabelece o fator de emissão da linha de base (EF_y) baseado na margem combinada (CM), que consistida a combinação dos fatores da margem operacional (OM) e da margem construída (BM) de acordo com as seguintes etapas:

- **ETAPA 1** – Calcular o fator de emissão da margem operacional, baseado em um dos seguintes métodos:
 - Margem operacional simples;
 - Margem operacional simples ajustada;
 - Margem operacional de análise de dados de despacho;
 - Média da margem operacional;

A análise dos dados de despacho deve ser a primeira escolha metodológica, entretanto, estes dados não estão disponíveis no Brasil. Portanto, para a atividade do projeto o método da OM simples ajustada é utilizado para a realização dos cálculos, que serão realizados ex-ante. O fator de emissão da margem operacional simples ajustada ($EF_{OM, adjusted,y}$ em tCO₂/MWh) é uma variação da margem operacional simples, onde as fontes de energia (incluindo importações) são divididas em fontes de energia de baixo custo operacional/despacho obrigatório (k) e outras fontes de energia (j).

$$EF_{OM, Simple Adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}$$

Equação 2

Onde:

- λ_y é a divisão das horas no ano y , para cada baixo custo/deve rodar com fontes que estão na margem.
- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é a quantidade de combustível i (Unidade de massa ou volume) consumida por fontes de energia relevantes j
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO₂e no combustível i (tCO₂e/Unidade de massa ou volume do combustível), levando em conta o potencial de emissão do dióxido de carbono equivalente do combustível usado por fontes de energia relevantes j (análogos por fontes k) e o percentual de oxidação do combustível no ano(s); e
- $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) entregue para a rede pela fonte j (análogo por fontes k).

Para a atividade do projeto, as fontes de baixo custo operacional e de despacho obrigatório normalmente incluem as gerações de grandes hidroelétricas, geotérmicas, usinas eólicas, biomassa de baixo custo, nuclear e solar. Portanto a fator de emissão para fontes de baixo custo operacional e despacho obrigatório pode ser aceito como: $EF_{OM,y} = 0$.

As demais fontes para a atividade do projeto são usinas que utilizam carvão, óleo combustível, gás natural e diesel. Estas usinas resultam em emissões não balanceadas de gases de efeito estufa calculados da seguinte forma:



MDL – Conselho Executivo

Os números mais recentes para os sistemas interligados S-SE-CO são obtidos do centro de despacho nacional (NOS) na forma de relatórios diários consolidados. A curva de duração de carga e a demanda de energia para o limite da atividade do projeto são detalhados no Anexo III.

Para o cálculo do fator de emissão da Margem Operacional (OM), o limite do projeto deve ser modelado com as importações elétricas de outros sistemas para descrever o mais próximo possível a situação da linha de base. A aproximação ideal é a determinação do impacto das importações elétricas na “ordem do mérito” da margem operacional. Esta aproximação é verdadeira quando o mérito do despacho das fontes externas do sistema elétrico é bem conhecido e baseado em dados confiáveis²², caso contrário, a taxa média de emissão da exportação será usada de outra forma.

A eletricidade transferida de subsistemas externos (Subsistemas Norte e Sul/ Sudeste/ Centro Oeste) é considerada como importação de energia quando a transferência de energia ocorre do sistema elétrico conectado para o sistema elétrico do projeto. A eletricidade transferida para sistemas elétricos conectados é definida como exportada.

A metodologia para o cálculo do fator de emissão é baseada na Margem Operacional Ajustada. Para delinear a Curva de Duração de Carga, os dados dos anos de 2003, 2004 e 2005 foram obtidos do ONS. A base de dados da ANEEL (ver anexo 3).

- **ETAPA 2.** Calcular o fator de emissão da Margem Construída ($EF_{BM,y}$) assim como a geração pesada média do fator de emissão (tCO₂/MWh) da amostra das plantas de geração de energia m .

O fator de emissão da Margem Construída será estimado ex-ante para o subsistema Nordeste. O grupo de amostra m consiste em cinco plantas de geração de energia que foram construídas mais recentemente ou as plantas com capacidade adicional no sistema de eletricidade que consiste em 20% do sistema de geração (in MWh) e que tenha sido construída recentemente. As plantas com capacidade adicional registradas como atividades de projeto MDL devem ser excluídas do grupo de amostra m .

A Margem Construída ($EF_{BM,y}$) é calculada como a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

$F_{i,m,y}$ é a quantidade de combustível i (unidade de massa ou volume) consumido pela planta de energia m ²³ no ano(s) y ,

$COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO₂e no combustível i (tCO₂e/Unidade de massa ou volume do combustível), levando em conta o potencial de emissão do dióxido de carbono equivalente do combustível usado por fontes de energia relevantes j (análogos por fontes k) e o percentual de oxidação do combustível no ano(s); $GEN_{m,y}$ é a eletricidade entregue à rede (MWh) pela planta m .

A aproximação da margem construída tem por objetivo realizar um “melhor prognóstico” no tipo de usina elétrica que de outra maneira seria construída, na ausência do projeto de mitigação de GEE. Como

²² O operador do sistema (ONS) deve fornecer dados suficientes para identificar as planta(s) marginal(is).

²³ O grupo de amostra m consistirá de cinco plantas que foram construídas mais recentemente, ou da capacidade adicional da planta no sistema elétrico que compreende 20% do sistema de geração (em MWh) e que tenha sido construída recentemente.



MDL – Conselho Executivo

observado por *Kartha et al.*²⁴, mesmo com sistemas elétricos bem planejados, não é fácil determinar o sincronismo e o tipo de novas adições da capacidade elétrica.

Com o objetivo de determinar o fator de emissão da margem construída (BM) é estendida ao limite do projeto não serão inclusas, desde que recentes adições à capacidade de transmissão não esteja importando uma quantidade significativa vs. energia gerada do projeto do sistema elétrico.

Para a atividade de projeto, a importação de energia do sub-sistema Norte está baseado na geração hidrelétrica. Os meios prévios de implementação da atividade de projeto não terá nenhum efeito na energia provida pelas fontes de baixo custo operacional e despacho obrigatório que será de outro modo operada na base de carga

- **ETAPA 3. O fator de emissão da linha de base (EF_y)** é a média entre EF_{OM_y} (fator de emissão de carbono da margem operacional) e EF_{BM_y} (fator de emissão de carbono da margem construída).

$$EF_y = (\omega_{BM} * EF_{BM_y}) + (\omega_{OM} * EF_{OM_y}) \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

$\omega_{OM} = 0,75$ and $\omega_{BM} = 0,25$, de acordo com a metodologia ACM 0002.

Emissões fugitivas

De acordo com a metodologia AMS I.D, as emissões fugitivas para plantas eólicas não devem ser consideradas.

Emissões do projeto

Não há emissões da atividade de projeto.

Redução de emissões

A redução de emissões ER_y pela atividade de projeto durante o ano y é a diferença entre as emissões de linha de base (BE_y), e as emissões do projeto (PE_y), como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad \text{Equação 5}$$

Para a atividade de projeto, $PE_y = L_y = 0$

B.6.2. Dados e parâmetros que estão disponíveis na etapa de validação

Dados/Parâmetros:	EF
Unidade do Dado	tCO ₂ equ/MWh
Descrição	CO ₂ fator de emissão para a rede
Fonte do dado usado	Dados obtidos de (Sistema Operador Nacional) e calculados de acordo com a

²⁴ *Martina Bosi: Road-Testing Baselines for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector (OECD and IEA Information Paper COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2002)6). Outubro de 2002. Disponível em: <http://www.oecd.org/dataoecd/45/54/2766208.pdf>*



MDL – Conselho Executivo

	metodologia ACM0002 (versão 06). Os fatores de emissão utilizados são do <i>Revised Guidelines of National Greenhouse Gas Inventories</i> .
Valor aplicado	0,267
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Fator de emissão linha de base (EF_y) é calculado como a média ponderada da combinação do fator da margem operacional (OM) com o fator da margem construída (BM), calculado ex-ante

Dados/Parâmetros:	$F_{i,v}$
Unidade do Dado	Volume ou massa
Descrição	Quantidade de combustível
Fonte do dado usado	Obtido de SIESE 2002, 2003, 2004 (Estatísticas nacionais de energia).
Valor aplicado	Variável
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatório sob a metodologia ACM0002

Dados/Parâmetros:	$COEF_i$
Unidade do Dado	tCO ₂ /massa
Descrição	CO ₂ coeficiente de emissão para cada tipo de combustível i
Fonte do dado usado	<i>Revised Guidelines of National Greenhouse Gas Inventories</i> .
Valor aplicado	Variável
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatória sob a ACM0002

Dados/Parâmetros:	$GEN_{j/k/n,v}$
Unidade do Dado	MWh/y
Description:	Eletricidade gerada de cada fonte/ plantas de energia j, k ou n
Fonte do dado usado	Obtida de CCEE (Geração de energia mensal).
Valor aplicado	Variável
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatório sob a metodologia ACM0002



MDL – Conselho Executivo

Dados/Parâmetros:	Nome da Planta
Unidade do Dado	Texto
Descrição	Identificação da fonte de energia / planta para OM
Fonte do dado usado	Obtida do ONS
Valor aplicado	Refere-se às tabelas 16 e 17 constantes no anexo 3.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatório sob a metodologia ACM0002

Dados/Parâmetros:	Nome das Plantas
Unidade do Dado	Texto
Descrição	Identificação da fonte de energia / plantas para a BM
Fonte do dado usado	Obtido do ONS
Valor aplicado	Favor verificar tabela 11.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatório sob a metodologia ACM0002. Consiste nas cinco mais recentes usinas construídas, que compreende uma geração anual maior quando comparada às 20% construída recentemente.

Dados/Parâmetros:	GEN_{j,k,l,y imports}
Unidade do Dado	MWh
Descrição	Quantidade de eletricidade importada
Fonte do dado usado	Obtido do ONS
Valor aplicado	Variável
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatório sob a metodologia ACM0002

B.6.3 Cálculos das reduções de emissões ex-ante:

A margem operacional para os limites do projeto é calculada ex-ante usando a média ponderada de geração para os três anos mais recentes. A quantidade de combustível consumida pela geração térmica para os limites do projeto, está disponível para 2003,2004 e 2005 (o último ano com dados disponíveis). A média EF_{OMy} para a atividade do projeto é 0,198 (kg CO₂equ/kWh). Conforme constam os valores na tabela 10:



Data	EF_OMy (kg CO ₂ equ/kWh)
2003	0,13
2004	0,28
2005	0,19

Tabela 10. Valores de EF_OMy

Para a atividade do projeto os dados históricos mais recentes de adições de capacidade são fornecidos pelo ONS. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e para dados não disponíveis, são definidos valores padrões para o sistema elétrico brasileiro²⁵.

A tabela das usinas elétricas é dada abaixo (Tabela 11):

OPERAÇÃO	Tipo de Geração	Usina	Potencial Instalado	Observações
Jan.03	Ciclo combinado	MPX TERMOCEARA	220 MW	Gás natural
Feb.03	Ciclo combinado	TERMOFORTALEZA	294 MW	Gás natural
30/01/2004	Open cycle	CHESF/CAMACARI	280 MW	Gás natural
09/02/2004	Open cycle	TERMOBAHIA	180 MW	Gás natural
15/05/2004	Ciclo combinado	TERMOPERNAMBUCO	532.74 MW	Gás natural
15/05/2004	Open cycle	FAFEN ENERGIA	18.2 MW	Gás natural
16/12/2004	Hídrico	PEDRA DO CAVALO	162 MW	Registrado como projeto MDL

Tabela 11 Plantas de força na Margem Operacional.

Como definido pela metodologia de linha de base ACM002, a capacidade de adição de usinas registradas como atividades de projeto MDL devem ser excluídas do grupo amostral, como a Usina Pedra do Cavalo.

Usando a equação 3, o EF_BMy para as plantas selecionadas é de 0,477.

Finalmente, o fator de emissão da linha de base EFy é calculado como a média ponderada do fator de emissão da Margem de Operação (EF_OMy) e da Margem Construída (EF_BMy):

$$EF_y = (\omega_{BM} * EF_{BM_y}) + (\omega_{OM} * EF_{OM_y}) = 0,267$$

Com o objetivo de assegurar o conservadorismo do cálculo da BM uma análise sensitiva foi conduzida. Existem duas fontes principais de incerteza, são elas: a quantidade de gás natural consumido pela usina (Nm³/kWh) e a importação de energia de subsistemas elétricos externos (GWh/year).

Primeiramente, a taxa de consumo da usina elétrica foi analisado. A taxa do consumo representa a quantidade média de combustível consumido ou que se espera ser consumido ao gerar um kWh de energia e expresso em quantidades de Nm³/kWh. Este parâmetro depende da tecnologia do projeto e de fatores econômicos devido ao fator de capacidade o modelo de despacho da usina e, conseqüentemente o nível da incerteza é elevado. Para a atividade do projeto a taxa de consumo foi testada para uma escala de +30% (diminuição do desempenho do consumo de combustível) e de -30% (aumento do desempenho do consumo de combustível) baseado no valor da BM calculada para a atividade de projeto. O objetivo é analisar se uma pequena mudança na taxa de consumo pode resultar em mudanças relativamente grandes no resultado (reduções de emissão).

²⁵ OECD and IEA Information Paper, Bossi et al (2002).



MDL – Conselho Executivo

O caso básico representa um total de emissões de 124.701 tCO₂equ /ano. Se aplicarmos as mudanças na taxa de consumo, o valor da BM será diretamente afetado na medida em que o conjunto de usinas definidas na margem construída tenha diferentes valores do kg de CO₂ emitido.

As mudanças na taxa de consumo que variam entre -30% foram aplicadas. O projeto previa um cenário com uma alta taxa de eficiência de consumo (até 0,17 Nm³/kWh) baseado em turbinas de ciclo combinado e de vapor que trabalham para o processo de coogeração. No entanto, esta não é a situação das usinas elétricas existentes onde o cenário real é representado por um conjunto formado por usinas ciclo aberto (baseadas no gás natural), com a usina de Fafen (0,362 Nm³/kWh), e as usinas de Camaçari e Termobahia com uma taxa de consumo mais elevada²⁶ (0,356 Nm³/kWh).

Entretanto, considerando o caso extremo, sendo este o BAT²⁷ para ciclo combinado (-17% ou eficiência de consumo de 198 m³/MWh), obtém-se uma redução de 26.000 tCO₂equ/ano. Parece razoável admitir que esta variação extrema da taxa de consumo não pode afetar substancialmente o resultado.

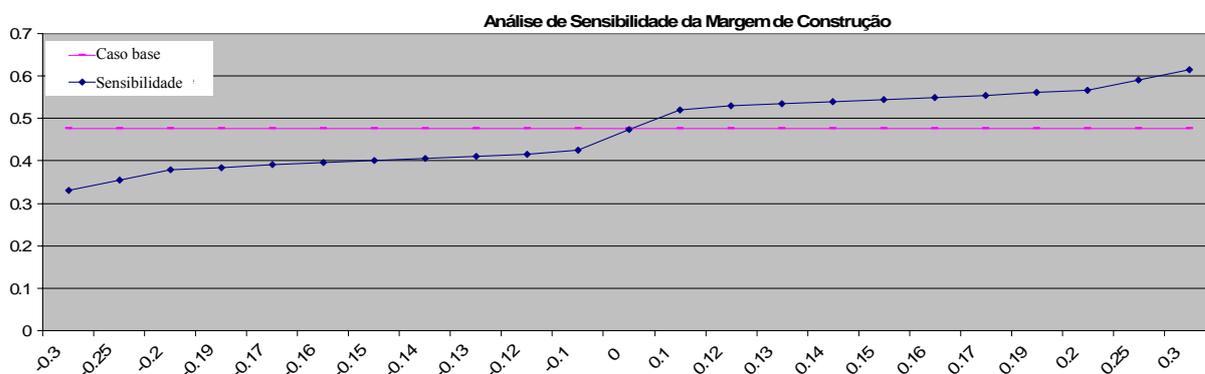


Figura 2. Variação da análise sensitiva da BM.

Considerando o conjunto de termoeletricas (em relação a tecnologia de geração) a taxa de consumo estabelecida para a atividade do projeto é bastante conservadora (0,24 Nm³/kWh). Taxas de consumo abaixo deste valor não estão de acordo com os valores padrões mundiais de geração de energia.

Taxa de consumo (Nm ³ /kWh)	Fator BM	Δ caso base
0,24	0,470	0%
0,22	0,430	-10%
0,21	0,420	-12%
0,21	0,410	-13%
0,20	0,400	-15%
0,20	0,390	-17%
0,19	0,380	-20%

²⁶ Eletrobrás; taxa de consumo específica para usinas de Camaçari e Termobahia, que podem ser consultadas no site:

http://www.eletronbras.gov.br/mostra_arquivo.asp?id=http://www.eletronbras.gov.br/downloads/EM_Atuaacao_CCC/consumo_especifico_2004.pdf&tipo=ccc

²⁷ O Poder calorífico inferior para o gás natural brasileiro é de 35,588 kJ/m³ ou 0.1m³/KWh, Portanto, considerar 0.198 m³/KWh como BAT pode ser considerada uma medida conservadora.



MDL – Conselho Executivo

0,18	0,350	-25%
0,17	0,330	-30%

Tabela 12. Taxa de consumo e seu impacto no fator da BM

O segundo parâmetro a ser analisado é a mudança na energia importada (GWh/ano) de outros sub-sistemas elétricos. O valor do desvio era o aumento (%) da energia importada dos sub-sistemas Central/Centro-Oeste e Sudeste para o sub-sistema Nordeste. Demais análises mostram impactos pequenos ou não significativos na operação normal (e, portanto no valor OM) podendo se concluir que a variação no valor não diminuiu significativamente o valor de saída para o fator de emissão.

Outro parâmetro importante a ser analisado é o fator lambda que representa a porcentagem de tempo em que a geração de energia a partir de LCMRs (baixo custo operacional/despacho obrigatório) estão na margem. Um aumento no valor do lambda representa um decréscimo de horas em que as LCMRs estão na margem. Proporcionalmente, um decréscimo do valor λ significaria que a participação de energia térmica irá aumentar e, portanto a geração proveniente de LCMRs irá diminuir.

A probabilidade de ocorrer o caso acima demonstrado é muito pequena, considerando que a participação térmica no Nordeste irá aumentar sua capacidade com o objetivo de balancear o sistema energético. O esperado gasoduto GASENE²⁸ provavelmente irá impactar o custo de geração de termoeletricas de ciclo combinado, sendo razoável considerar que o valor $(1-\lambda)$ irá aumentar (e não diminuir) devido ao aumento da geração térmica em um futuro próximo.

Portanto, através da análise sensitiva pode-se concluir que o valor da BM é robusto, estável e preciso o suficiente para considerar o valor calculado da BM conservador.

Finalmente, as emissões reduzidas são obtidas através do produto entre o fator de emissão da margem combinada e a energia gerada pelo projeto, resultando o valor de 17.814 tCO₂e por ano.

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

Ano	Emissões estimadas da atividade de projeto	Emissões estimadas da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões fugitivas (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa total de redução de emissões
2008 (Janeiro)	0	17.814	0	17.814
2009	0	17.814	0	17.814
2010	0	17.814	0	17.814
2011	0	17.814	0	17.814
2012	0	17.814	0	17.814
2013	0	17.814	0	17.814
2014 (Dezembro)	0	17.814	0	17.814
Total (toneladas de CO ₂ e)	0	124.701	0	124.701

Tabela 13. Resumo das emissões estimadas ex-ante.

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

²⁸ O futuro do fornecimento de energia mista na central Nordeste e a implementação de um gasoduto vindo do sul para o nordeste que sera finalizado em 2006.



B.7.1 Data and parameters monitored:	
Dados / Parâmetros:	EG_y
Unidade de dados:	KWh
Descrição:	Geração de eletricidade entregue à rede pelas plantas eólicas de <i>Lagoa do Mato e Canoa Quebrada</i>
Fonte de dados a serem usados:	Medidos pelo proponente do projeto.
Valor dos dados:	66.613.000 KWh
Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem usados:	Será gravado de hora em hora e arquivado eletronicamente e em formato de papel durante o período de crédito e dois anos depois.
Procedimentos QA/QC a serem usados:	Os dados serão monitorados e registrados pelo proponente do projeto. Data will be monitored and registered by the project developer. As receitas com as vendas assegurarão consistência à coleta de dados assim como os registros da ONS.
Comentários:	Este montante de energia foi inicialmente garantido pela ANEEL de acordo com o primeiro estudo de viabilidade, de qualquer forma este valor foi recalculado para tornar esse montante de energia próximo da realidade e foi encontrado um alto valor. Na nova Resolução da ANEEL é esperado um anúncio desse número oficial.

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

O grupo responsável pela implementação do plano de monitoramento será o proprietário da empresa *Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S/A*. O responsável pelo desenvolvimento do projeto também deverá desenvolver as planilhas e formatos de registros dos documentos para coleta de dados e demais classificações. Para este propósito a autoridade competente para o registro, monitoramento, medida e informação será o Engenheiro *Armando Abreu*.

A estrutura operacional será baseada no monitoramento contínuo da *Geração da rede elétrica* transmitida para a rede por meios eletrônico e analógico, para ambos os locais e dispostos no ponto de conexão de rede. Para demais coletas, análise de dados e gravações manuais serão realizadas pelo corpo administrativo da planta eólica e as gravações mantidas em formato eletrônico. Além disso, os procedimentos para revisão interna de resultados apresentados serão periódicos (semanalmente) conferidos com as gravações diárias da ONS das energias medidas para plantas eólicas. O procedimento definido em uma eventual falha no medidor será utilizar gravações próprias da ONS para os indicadores descritos na seção B.7.1.

A estrutura de gestão contará com técnicos locais com um horário de operação definido semanalmente. O operador do projeto será responsável pelo treinamento do monitoramento e operação do pessoal com o auxílio de equipamentos. A equipe técnica fará a supervisão do monitoramento, controle de qualidade e seus procedimentos de avaliação e as diferentes auditorias realizadas na propriedade do projeto.

A estrutura de manutenção estará baseada no corpo interno de O&M (Operação e Manutenção) para garantir um trabalho perfeito das medidas. Esta também assegurará que o equipamento de monitoramento seja perfeitamente calibrado baseado nos padrões do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO).

**B.8 Nome da pessoa/entidade determinante da metodologia de monitoramento:**

Os estudos da linha de base e a metodologia de monitoramento para a atividade de projeto foram concluídos em 07/03/2007 pela *Ecologica Assessoria*, a qual não é participante do projeto. Abaixo, os nomes das pessoas e entidade que determinaram a linha de base:

Nome da pessoa/Organização	Participante do projeto
Alejandro Bango Ecologica Assessoria Ltda. São Paulo, Brasil. Tel: +55 11 5083 3252 Fax: +55 11 5083 8442 e-mail: alejandro@ecologica.ws	NÃO
Thiago Chagas Ecologica Assessoria Ltda São Paulo, Brasil. Tel: +55 11 5083 3252 Fax: +55 11 5083 8442 e-mail: thiago@ecologica.ws WWW: www.ecologica.ws	NÃO

**SECTION C. Duração da atividade do projeto/ Período de crédito****C.1 Duração da atividade de projeto:****C.1.1. Data de início da atividade do projeto:**

Planta de energia eólica	<i>Lagoa do Mato</i>	<i>Canoa Quebrada</i>
Data de início das atividades	20/03/2007	20/03/2007

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

21 anos – 0 meses

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

A atividade do projeto MDL usará um período renovável de obtenção de créditos.

C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos**C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

Nome da planta eólica	<i>Lagoa do Mato</i>	<i>Canoa Quebrada</i>
Data de início	01/01/2008	01/01/2008

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:**

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

**SECTION D. Impactos ambientais****D.1. Se requerido pela Parte anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto, inclusive:**

A energia eólica é uma das fontes mais limpas de energia renovável, sem emissões e resíduos associados. O Projeto de energia eólica Rosa dos Ventos fornecerá uma quantidade esperada de 66,6 GWh por ano, produzindo energia sem poluição e levando a uma redução na emissão de dióxido de carbono, óxido de nitrogênio e dióxido de enxofre.

A Política Nacional do Meio Ambiente (*PNMA*), instituída pela Lei 6.938/81, tem o objetivo da preservação, melhoramento e recuperação da qualidade do meio ambiente, com a intenção de assegurar condições para o desenvolvimento sócio-econômico e a proteção à dignidade humana no país. A *PNMA* requer licenças ambientais prévias para evitar impactos ambientais, e/ou outras atividades que usem recursos ambientais tais como na construção, instalação e atividades com potencial poluidor ou capazes de causar degradação ambiental.

O processo de licenciamento ambiental começou com uma análise prévia (estudo preliminar) do departamento local da agência do meio ambiente. Mais tarde, o proponente do projeto prepara um Estudo de Impactos Ambientais (*EIA*) ou estudo similar. O resultado destes estudos é a Licença Preliminar (*Licença Prévia* ou *LP*), que reflete o entendimento positivo do projeto nos conceitos ambientais pela agência ambiental local ou federal. Para conseguir a Licença de Instalação ou *LAI*, é necessário apresentar alguma informação adicional daquelas da análise prévia; um novo e simplificado estudo e o Plano de Gerenciamento Ambiental (*PBA*), de acordo com as condições ambientais especificadas no *LP*. A *Licença de Operação* ou *LO* autoriza a operação da atividade depois da verificação de todas as condições previamente estabelecidas.

A Avaliação de Impacto Ambiental (*AIA*) prevê um total de 154 impactos ambientais, sendo 99 positivos (64,3%) e 55 negativos (35,7%). Na sua conclusão, o *AIA* aponta a prevalência de aspectos favoráveis na promoção do potencial de energia eólica como um meio de estimular o crescimento econômico local pela criação de novas oportunidades de investimento assegurando um abastecimento estável de energia e promovendo o uso de tecnologia limpa e renovável.

Alguns dos impactos são discutidos abaixo:

a. Emissão de poeira e barulho

Pode ser gerado ruído de baixa intensidade na fase de implementação pelo uso e carregamento de equipamentos pesados e presença de trabalhadores. A tecnologia avançada das turbinas eólicas previne qualquer impacto sonoro significativo.

b. Vibrações

As fontes de vibrações, como máquinas de construção e veículos, serão restritas a área de trabalho.

c. Impactos Visuais

A planta eólica não interferirá significativamente na paisagem, podendo se tornar um fator adicional para atração turística.

d. Uso da Terra



MDL – Conselho Executivo

A área do Projeto não é usada atualmente ou explorada economicamente e a instalação da planta eólica não interferirá no uso diário da terra. O Projeto também leva em consideração o lucro do proprietário do terreno em relação à valorização do mesmo.

Nenhuma mudança topográfica grande é esperada, pois a maior parte da área é plana. Os acessos às superfícies de todas as dunas próximas serão limitados para minimizar aplainamentos e cortes.

e. Flora e Fauna

O Projeto não interferirá no comportamento da fauna local e são esperadas mudanças somente durante o período de limpeza da área para a estrada de acesso e construções das torres, portanto, são restritas a uma pequena e específica área. Serão tomadas medidas de compensação ambiental para recuperar qualquer perda natural e aumentar a biodiversidade local.

Além disso, os estudos mostram que o Projeto não interferirá nas rotas migratórias de pássaros.

d. Impactos Sociais

Os impactos sociais do Projeto são principalmente positivos. Deverá ocorrer a criação de novos negócios e serviços na região, atraindo outros empreendimentos que demandem suprimento de energia contínua, desenvolvendo novas infra-estruturas na área, incluindo estrada de acesso e comunicação, assim como gerar empregos durante a fase de implementação e operação.

A autorização da ANEEL para as plantas eólicas de *Canoa Quebrada* e *Lagoa do Mato* foram elaboradas por meio da expedição da ANEEL n. 971 de 5 de Agosto de 2005 e expedição da ANEEL n. 479 de 13 de Abril de 2005.

A LI para *Canoa Quebrada* foi garantida pela Superintendência Estadual do Meio Ambiente (SEMACE) em 2 de Março de 2006, sob n. 37/2006, válida até 20 de Fevereiro de 2008. A LI n. 50/2006²⁹ para Lagoa do Mato foi expedida em 16 de agosto de 2006 pela mesma instituição, válida até 15 de Agosto de 2008. A LO será requerida quando o projeto iniciar suas atividades e é esperada a sua aprovação uma vez que todas as condições da LI estão sendo cumpridas.

D.2. Se os impactos ambientais são considerados significantes pelos participantes do projeto ou pelo país anfitrião, prover conclusões e todo o suporte de documentação de referência de estudos de impactos ambientais de acordo com os procedimentos requeridos pelo país anfitrião:

Não há impactos ambientais significantes aplicáveis ao projeto.

²⁹ A Li autoriza a exploração de 27 MW da planta eólica de Lagoa do Mato, a qual é a capacidade autorizada pela ANEEL. Entretanto, o PPA assinado pela Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S/A e ELETROBRÁS refere-se somente a 3.23 MW.

**SECTION E. Comentários das atores****E.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores locais:**

De acordo com a Resolução nº 1 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima³⁰, os convites para comentários para atores locais são requeridos pela Autoridade Nacional Designada (AND) como parte dos procedimentos para análise dos projetos MDL e emissão de cartas de aprovação.

A AND requer que os participantes do Projeto comuniquem o público através de cartas, convidando a realizar comentários. Estas foram enviadas para:

- Fórum brasileiro de ONGs.
- Procuradores e Promotores Públicos da região.
- Prefeitura e Câmara dos Vereadores.
- Autoridades ambientais municipais e estaduais.
- Associações comunitárias locais.

Como definido pela AND, o responsável pelo desenvolvimento do projeto envia cartas de informação às instituições mencionadas, descrevendo os principais aspectos de implementação e operação do projeto proposto. O participante do projeto deixará aberto para comentários por 30 (trinta) dias. Estas cartas estão sendo distribuídas pela *Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S/A*. por correspondência eletrônica para as instituições chaves (ver tabela B14 abaixo).

Durante este tempo, uma cópia da carta estará aberta para comentários públicos nas versões em inglês e português. As cartas foram enviadas no início de Fevereiro de 2006. Nenhum comentário foi recebido.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido até o momento

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

Não se aplica.

³⁰ Criada 02 de dezembro de 2003, decretado em 07 de julho de 1999.



MDL – Conselho Executivo

Nome da Instituição	Tipo de Entidade	Endereço	Telefone / Fax	Contato	E-mail
Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Energias Renováveis-IDER	Organização Não - Governamental	Rua Júlio Siqueira, 581 - Dionísio Torres CEP: 60.130-090 Fortaleza/CE	(85) 3247-6506	Armando Abreu – Eng. Elet.– Dir. Fin. Jörgdieter Anhalt – Eng. Mec.- Dir. Exec.	ider@matrix.com.br
Núcleo de Ensino e Pesquisa Aplicada – NEPA	Organização Não - Governamental	Rua Monsenhor Furtado, 2326, Couto Fernandes CEP 60.441-750 Fortaleza/CE	(85) 3482-0621 (85) 3842-2377	Sr. Moura	nepa-ce@terra.com.br
Fórum Brasileiro de ONGs	Associação de ONGs	SCLN 210 Quadra C Sala 102 CEP 70856-530 Brasília DF	(61) 3340-0741		forumbr@tba.com.br
Ministério Público do Estado do Ceará	Pública	Rua Assunção, 1100, José Bonifácio, CEP 60.050.011 Fortaleza – Ceará	(85) 3452-3763	Raimundo Batista de Oliveira (Procuradoria do Meio Ambiente)	batista@mp.ce.gov.br
Ministério Público do Estado do Ceará	Pública	Rua Assunção, 1100, José Bonifácio, CEP 60.050.011 Fortaleza – Ceará	(85) 3452-3763	Verônica Maria Martins Telles (Promotora local)	vmartinstelles@bol.com.br
Secretaria de Meio Ambiente do Estado do Ceará (SEMACE).	Pública	Rua Jaime Benévolo, 1400, Bairro de Fátima, Fortaleza – Ceará	(85) 3101-5521	Romeu Aldiguero de Arruda Coelho - Superintendente	romeuarruda@semace.ce.gov.br
Prefeitura de Aracati	Pública	Santos Dumont, 1146, CEP 62.800.000 Aracati – Ceará	(88) 3446-2400	Expedito Ferreira da Costa (Prefeito)	aracati@aracati.ce.gov.br
Câmara Municipal	Pública	Rua Cel. Alexanzeto, 448, Centro CEP 62.800.000 Aracati – CE	(88) 3421-1144 (88) 3421-2435	Naselma Ferreira Porto	
Secretaria de Meio Ambiente e Turismo – Município de Aracati	Pública	Rua Santos Dumont, 352, CEP 62.800.000 Aracati – Ceará	(88) 3446-2451	Waldelanda Ramos (Secretary General)	waldelanda@aracati.ce.gov.br

Tabela 14 Entidades participantes

**Anexo 1****DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO**

Organização	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S/A.
Rua / Caixa Postal:	Avenida Senador Virgílio Távora, 1701 sala 1305
Cidade:	Fortaleza
Estado/Região:	Ceará
CEP:	60170-250
País:	Brazil
Telefone:	+55 (85) 3452 7331 /
FAX:	+55 (85) 3224 3850
E-Mail:	aferreira@hlcbrasil.com.br
Título:	Director
Forma de tratamento:	Mr.
Sobrenome:	Ferreira
Nome do meio:	Almeida
Primeiro nome:	Armando
Departamento:	Administration
Celular:	+55 (85) 9991 8015
FAX direto:	+55 (85) 3224 3850
Telefone direto:	+55 (85) 3452 7331 / (11)32876277 / (21) 424 4098
E-Mail pessoal:	aferreira@hlcbrasil.com.br

Organização	Carbon Capital Markets
Rua / Caixa Postal:	Level 3, 15 Berkeley Street
Cidade:	London
Estado/Região:	--
CEP:	W1J 8DY
País:	United Kingdom
Telefone:	+44 207 317 6200
FAX:	+44 207 317 6201
E-Mail:	info@carboncapitalmarkets.com
Título:	Head of Trading
Forma de tratamento:	Mr.
Sobrenome:	Maltby
Primeiro nome:	Reuben
Departamento:	Trading
Celular:	+44 77 9563 0861
FAX direto:	+44 207 317 6201
Telefone direto:	+44 207 317 6200
E-Mail pessoal:	reuben.maltby@carboncapitalmarkets.com



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não se aplica.



Annex 3

INFORMAÇÃO DE LINHA DE BASE

Abaixo estão os gráficos que representam a curva de duração da carga e a demanda energética 2003, 2004 e 2005. Os dados foram retirados diretamente da ONS (Operadora Nacional do Sistema) para o sistema elétrico e o limite do projeto (sistema Norte/Nordeste).

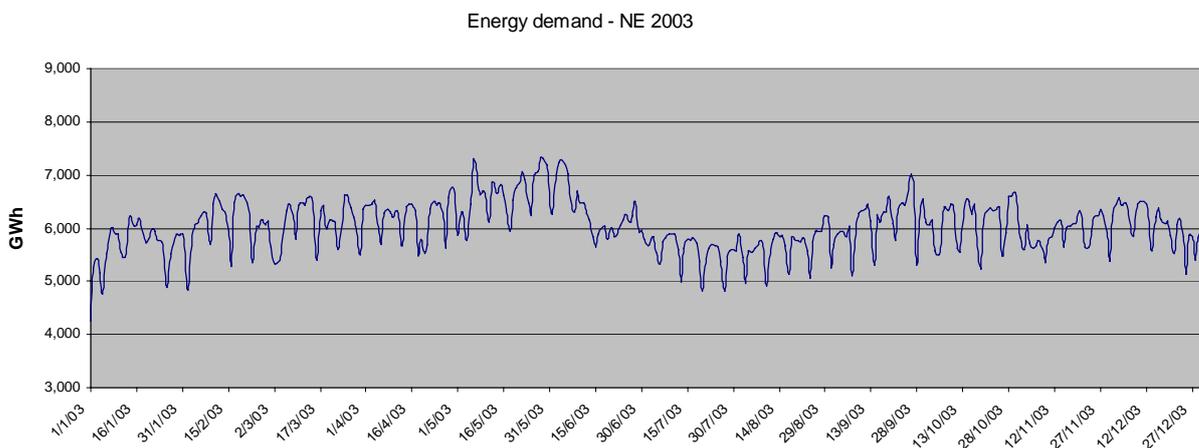


Figura 3. Demanda Energética para o Nordeste em 2003.

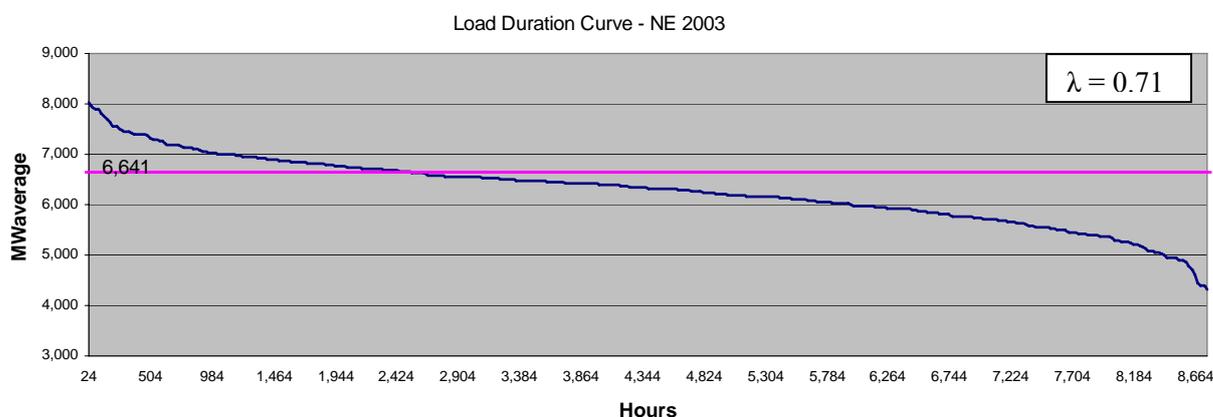


Figura 4. Curva de duração da carga para o Nordeste em 2003.



MDL – Conselho Executivo

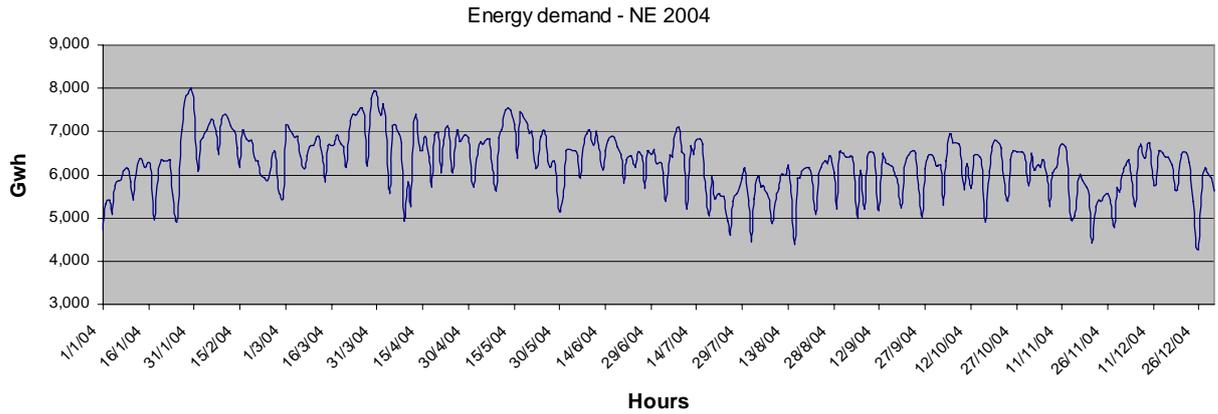


Figura 5. Demanda Energética para o Nordeste em 2004.

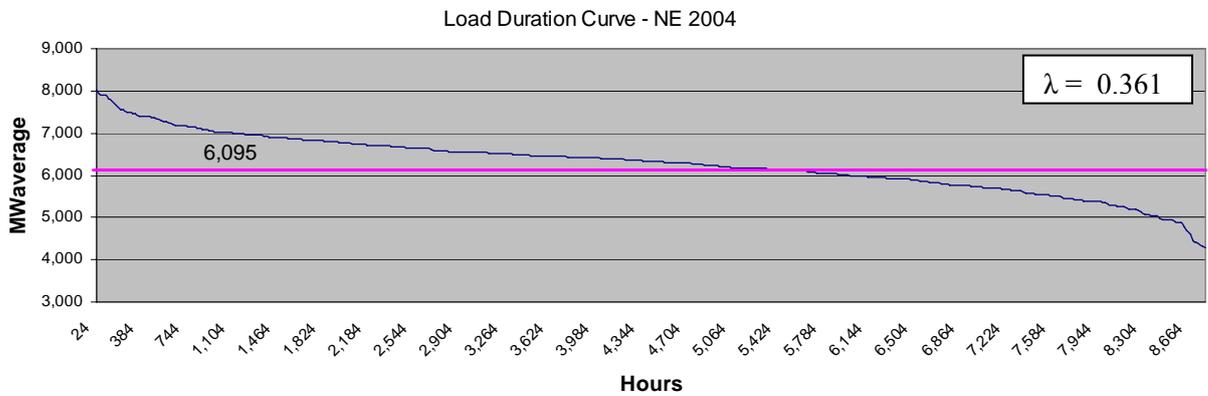


Figura 6. Curva de duração da carga para o Nordeste em 2004.

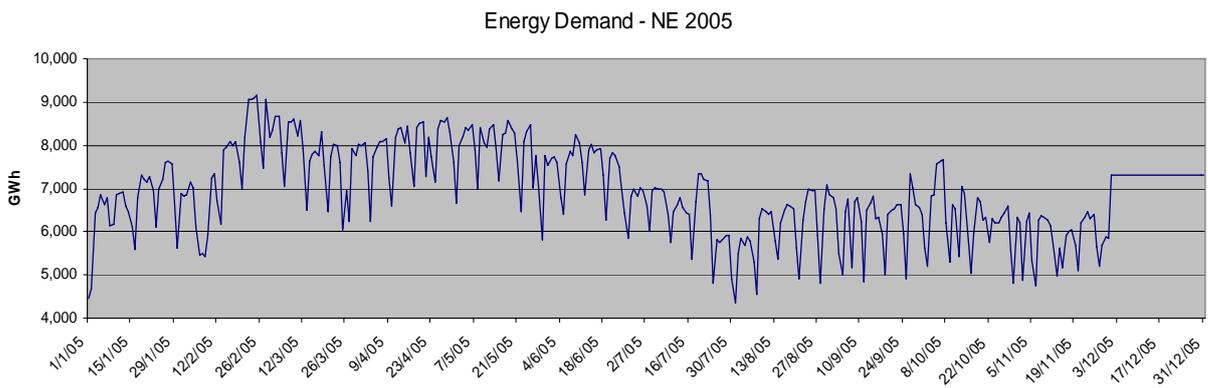


Figura 7. Demanda Energética para o Nordeste em 2005.

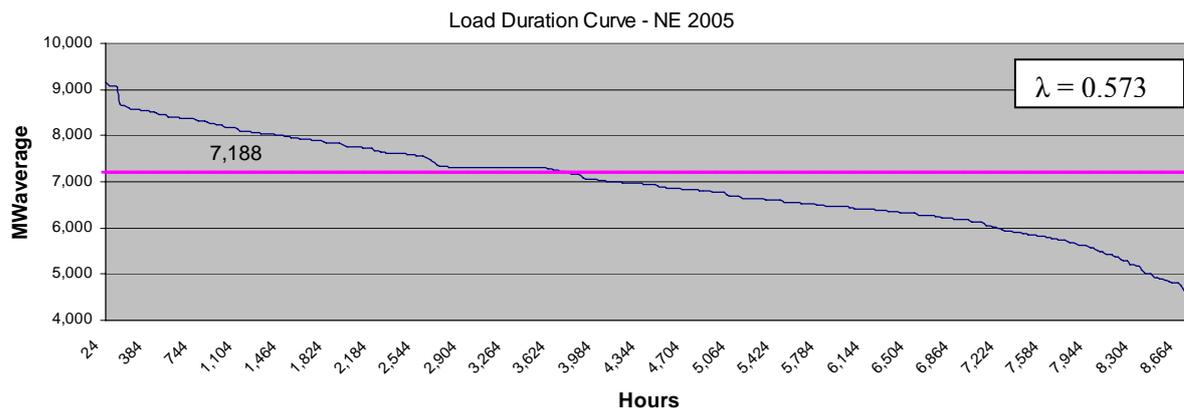


Figura 8 Curva de duração da carga para o Nordeste em 2005.

A tabela abaixo representa o tempo para a entrada em operação das tecnologias para geração de energia elétrica. As suposições são usadas atualmente no modelo energético dos Estados Unidos. Estes valores são consistentes com os números para gás e carvão do relatório do OECD/IEA, e inclui estimativas do tempo de entrada em operação para tecnologias de geração elétrica. Uma suposição de três ou quatro anos pareceria ser razoável para tecnologias renováveis e fósseis.

Tecnologia	Tempo de entrada de operação (em anos)
Carvão	4
Gás Natural	3
Turbina de combustão	2
Nuclear	6
Eólica	3
Biomassa	4

Tabela 15. Tempo estimado para entrar em operação para tecnologias de geração de elétrica.. (Fonte: OECD/IEA report: Projected Cost of Generating Electricity)

Na definição da linha de base, as plantas (baixo custo/despacho obrigatório) foram analisadas assim como as plantas que não são de baixo custo e de despacho obrigatório. A tabela abaixo mostra a capacidade instalada das hidrelétricas dentro do limite de projeto da atividade de projeto.

Usina Hidroelétrica	Usina Instalada 2006 (kW)	Município	Potência Instalada 2003 (kW)	Potência Instalada 2004 (kW)	Potência Instalada 2005 (kW)
Alto Fêmeas I	10.649	São Desidério - BA	10.649	10.649	10.649
Boa Esperança	237.300	Guadalupe - PI	237.300	237.300	237.300
Funil	30.000	Ubatã - BA	30.000	30.000	30.000
Luiz Gonzaga	1.479.600	Glória - BA	1.479.600	1.479.600	1.479.600
Moxotó	400.000	Delmiro Gouveia	400.000	400.000	400.000
Paulo Afonso I	180.001	Paulo Afonso - BA	180.001	180.001	180.001
Paulo Afonso II	443.000	Paulo Afonso - BA	443.000	443.000	443.000



MDL – Conselho Executivo

Paulo Afonso III	794.200	Paulo Afonso - BA	794.200	794.200	794.200
Paulo Afonso IV	2.462.400	Paulo Afonso - BA	2.462.400	2.462.400	2.462.400
Pedra	20.007	Jequié - BA	20.007	20.007	20.007
Presidente Goulart	8.000	Correntina – BA	8.000	8.000	8.000
Sobradinho	1.050.300	Juazeiro – BA	1.050.300	1.050.300	1.050.300
Tucuruí I e II	6.870.000	Tucuruí – PA	4.950.000	5.700.000	6.825.000
Xingó	3.162.000	Piranhas – AL	3.162.000	3.162.000	3.162.000
Itapebi	450.000	Itapebi – BA	450.000	450.000	450.000
Pedra do Cavalo	162.000	Cachoeira – BA	0	0	162.000
TOTAL (MW)			15.690 MW	16.440 MW	17.727 MW

Tabela 16. Capacidade Instalada das Usinas Hidroelétricas.

A tabela abaixo representa a capacidade instalada para *Usina Termoelétrica* dentro do limite do projeto de atividade.

Usina Termoelétrica	Tipo de combustível	Potência Instalada 2003 (kW)	Potência Instalada 2004 (kW)	Potência Instalada 2005 (kW)	Potência Instalada 2006 (kW)
Altos	Diesel Oil	13.120	13.120	13.120	13.120
Aracati	Diesel Oil	11.480	11.480	11.480	11.480
Baturité	Diesel Oil	11.480	11.480	11.480	11.480
Camaçari	Natural Gas	315.500	327.000	346.803	346.803
Camaçari (I and II)	Natural Gas	64.000	64.000	138.020	138.020
Campo Maior	Diesel Oil	13.120	13.120	13.120	13.120
Carrapicho Gebra	Diesel Oil	19.200	19.200	19.200	19.200
Caucaia	Diesel Oil	14.760	14.760	14.760	14.760
Copene	Natural Gas	250.400	250.400	250.400	250.400
Crato	Diesel Oil	13.120	13.120	13.120	13.120
Kaiser Pacatuba	Natural Gas	5.552	5.552	5.552	5.552
Enguia Pecém	Diesel Oil	14.760	14.760	14.760	14.760
Iguatu	Diesel Oil	14.760	14.760	14.760	14.760
Juazeiro do Norte	Diesel Oil	14.760	14.760	14.760	14.760
Lagarto Gebra	Diesel Oil	14.880	14.880	14.880	14.880
Marambaia	Diesel Oil	13.120	13.120	13.120	13.120
Marituba Gebra	Diesel Oil	16.000	16.000	16.000	16.000
Nazária	Diesel Oil	13.120	13.120	13.120	13.120
Peri Peri Gebra	Diesel Oil	16.000	16.000	16.000	16.000
Cloroquímico Gebra	Diesel Oil	16.000	16.000	16.000	16.000
Potiguar	Diesel Oil	52.800	52.800	52.800	52.800
Rio Largo Brasympe	Diesel Oil	177.120	177.120	177.120	177.120
Termo Toalia	Natural Gas	5.680	5.680	5.680	5.680
Termocabo	Natural Gas	48.000	48.000	48.000	48.000
Termoceará	Natural Gas	220.000	220.000	220.000	220.000
Bahia I – Camaçari	Diesel Oil	31.800	31.800	31.800	31.800



MDL – Conselho Executivo

Jardim Brasympe	Diesel Oil	63.960	63.960	63.960	63.960
Petrolina	Diesel Oil	136.200	136.200	136.200	136.200
Tambaqui	Diesel Oil	162.338	162.338	83.280	83.280
Fortaleza	Natural Gas	0	319.000	319.000	346.630
Termobahia Fase I	Natural Gas	0	185.891	185.891	185.891
Termopernambuco	Natural Gas	0	532.756	532.756	532.755,70
TOTAL (MW)			15.690 MW	16.440 MW	17.727 MW

Tabela 17. Capacidade Instalada da Usina Termoeletrica.

**Annex 4****INFORMAÇÕES SOBRE O MONITORAMENTO**

O plano de monitoramento está baseado na metodologia de monitoramento aprovada ACM0002, “Metodologia de monitoramento consolidada para emissão zero na rede elétrica conectada através de fontes renováveis”. A metodologia de monitoramento inclui atividades de projeto com geração de energia de rede conectada através de fontes renováveis tais como adição de capacidade elétrica proveniente de fontes de energia eólica.

1. Processo de Monitoramento

O plano de monitoramento prevê um conjunto de procedimentos para o monitoramento contínuo da geração de eletricidade da atividade de projeto que é exportada para a rede e medida por meio de kWh. A metodologia de monitoramento prevê uma contínua seleção de valores definidos e um posterior armazenamento em formato eletrônico. (spreadsheet).

O proponente do projeto é o único responsável para a operação, monitoramento direto e registro dos dados. Além disso, o proponente do projeto assegurará recursos humanos e materiais suficientes para o cumprimento das atividades dentro do plano de monitoramento.

2. Processo de cálculo da redução de emissões

O principal dado necessário para recalcular o fator de emissão da margem operacional está baseado na Margem Operacional Simples Ajustada proveniente da metodologia aprovada de linha de base ACM0002 “Metodologia de linha de base consolidada para geração de energia para a rede conectada através de fontes renováveis”

O principal dado necessário para recalcular o fator de emissão da margem construída está também baseado na metodologia de linha de base aprovada ACM0002 “Metodologia de linha de base consolidada para geração de energia para a rede conectada através de fontes renováveis”



Anexo 5

DETALHE DO LOCAL, INCLUINDO INFORMAÇÕES POSSIBILITANDO A IDENTIFICAÇÃO ÚNICA DA ATIVIDADE DE PROJETO.



Figura 9. Localização do estado do Ceará (nordeste do Brasil) e detalhe do agrupamento do projeto

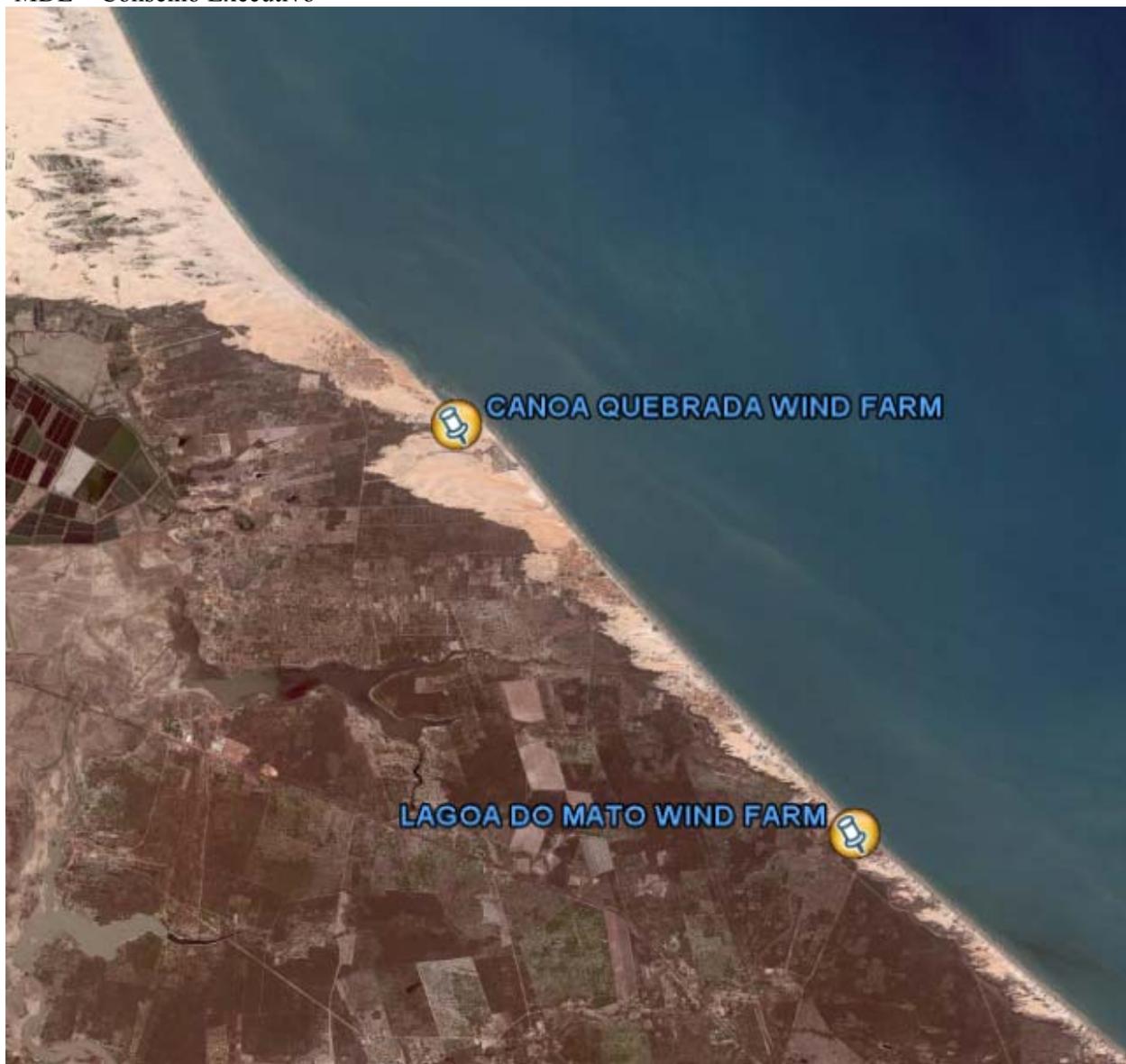


Figura 10. Localização da planta eólica de Lagoa do Mato e Canoa Quebrada.