



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO MDL (F-MDL-DCP)
Versão 04.1**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade do projeto	Projeto de MDL Corredor dos Senandes
Número da versão do DCP	04.1
Data de Conclusão do DCP	17/12/2012
Participante(s) do projeto	OEA Eólica Corredor do Senandes 2 Ltda. OEA Eólica Corredor do Senandes III Ltda. OEA Eólica Corredor do Senandes IV Ltda. OEA Eólica Vento Aragano I Ltda. Enerbio Consultoria Ltda – ME.
Parte(s) Anfitriã(s)	Brasil
Escopo Setorial e metodologia selecionada(s)	Escopo Setorial 1 – Indústrias de Energia (Fonte Renovável) ACM0002 (Versão 13.0.0)
Quantidade estimada de reduções médias anuais de emissões de GEE	110.013 tCO ₂ e

SEÇÃO A. Descrição da atividade do projeto.

A.1. Propósito e descrição geral de atividade do projeto

O Projeto de MDL Corredor dos Senandes (doravante denominado Projeto Corredor dos Senandes) consiste na implantação e operação do complexo eólico Corredor dos Senandes. O projeto possui um total de 108 MW de capacidade instalada. Este complexo é formado pelas centrais geradoras eólicas (CGEs) Corredor dos Senandes II, Corredor dos Senandes III, Corredor dos Senandes IV e Vento Aragano I, localizadas no mesmo local. Esta divisão de quatro centrais geradoras eólicas ocorreu para efeitos de questões administrativas/ legais. O complexo foi dividido em quatro empresas que são de propriedade do mesmo grupo. O projeto fornecerá energia limpa ao Sistema Interligado Nacional (SIN) Brasileiro. Eles estão localizados na cidade de Rio Grande, no estado do Rio Grande do Sul, região Sul do Brasil.

O Ministério de Minas e Energia¹, através do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2010-2019, projeta para os próximos 10 anos um aumento na demanda de energia no país de aproximadamente 52,22%. Segundo a ANEEL², (Agência Nacional de Energia Elétrica), apesar do elevado potencial de desenvolvimento, centrais eólicas representam apenas 1,09% em termos de potência instalada do país. Diante desse contexto, objetivo principal do projeto é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil, proveniente do crescimento econômico e populacional do país, fornecendo energia limpa e renovável.

Além do benefício da contribuição à diversificação da matriz energética brasileira, o Projeto Corredor dos Senandes promove o desenvolvimento em bases sustentáveis na medida em que:

- Reduz as emissões de gases do efeito estufa (CO₂) da matriz energética brasileira;
- Gera renda extra aos proprietários da terra, possibilitando que eles continuem utilizando a área para outras atividades, aumentando e diversificando a produtividade da terra;
- Além de gerar renda para os proprietários de terras, estimula a economia regional, aumentando as receitas fiscais para o governo local e a oferta de emprego para trabalhadores locais e prestadores de serviços. O resultado desse estímulo econômico melhorará a disponibilidade de estoque de capital na região, permitindo investimentos na melhoria da infraestrutura e da capacidade produtiva e, consequentemente, a satisfação das necessidades básicas da população, promovendo assim um ciclo virtuoso na economia local;
- O estímulo econômico descrito traz consigo melhorias na infraestrutura local, como estradas, sistemas de transmissão de energia elétrica e estímulos para a educação;
- Utilizará equipamentos que terão um índice de nacionalização de, no mínimo 60% e, com isso induz o desenvolvimento da tecnologia nacional e o aperfeiçoamento do know-how doméstico. Promovendo o estabelecimento e crescimento necessário da indústria de equipamentos e serviços, o projeto contribuirá para o aumento da disponibilidade de tecnologia para a geração de energia eólica, o que, consequentemente, reduz os custos de manutenção e os riscos tecnológicos no país;
- A operação do projeto requer serviços de operadores especializados e equipe de manutenção e, portanto, estimula o desenvolvimento do setor terciário na região, criando oportunidades para educação, profissionalização e empregos;
- É um complemento importante e de diversificação à capacidade de geração de energia das usinas hidrelétricas a fio d'água que estão sendo instaladas. No Brasil, os regimes de água e de vento são largamente complementares, sua combinação permite a compensação parcial da perda da capacidade dos reservatórios das usinas hidrelétricas com a instalação mínima de termelétricas, fornecendo suficiente segurança energética, baseada em um portfólio dessas fontes complementares.

¹ Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2010 - 2019. Página 34, tabela 20. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>. Acessado em: 28/10/2011.

² Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acessado em: 24 de Novembro de 2011.



- As turbinas eólicas das plantas apresentam uma das maiores potências instalada unitárias de usinas eólicas no país (2,7 MW por turbina). Portanto, o espaço de terra necessário para a implantação do projeto é reduzido e o impacto ambiental é minimizado.

A atividade do Projeto Corredor dos Senandes reduzirá as emissões de gases de efeito estufa (GEEs), evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis. O fornecimento de eletricidade limpa e renovável trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam na ausência do projeto.

O cenário de linha de base é o mesmo que existia antes do início da implementação da atividade do projeto, ou seja, a eletricidade que será entregue à rede teria sido gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido na margem combinada, calculada de acordo com a “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

A estimativa média anual de redução de emissões de GEE é de **110.013 tCO₂** e as reduções totais de emissões de GEE para o período de crédito escolhido é de **770.090 tCO₂**.

A.2. Localização da atividade do projeto

A.2.1. Parte(s) Anfitriã(s)

Brasil

A.2.2. Região/Estado/Provincia etc.

Região: Sul do Brasil

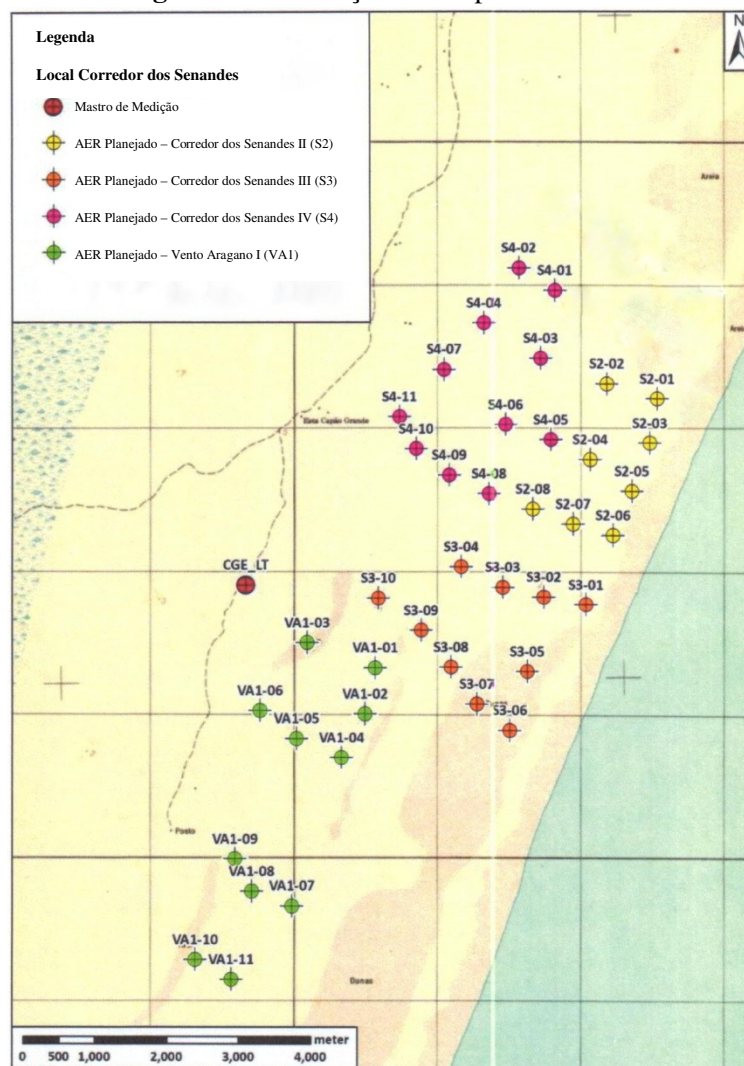
Estado: Rio Grande do Sul

A.2.3. Cidade/Município/Comunidade etc.

Município: Rio Grande

A.2.4. Localização Física/Geográfica

As Centrais Geradoras Eólicas Corredor do Senandes II, III, IV e Vento Aragano I estão localizadas na cidade de Rio Grande, cerca de 313 Km de Porto Alegre, capital do Rio Grande do Sul. A Figura 1 apresenta detalhes mais específicos da localização.

Figura 1: Localização do Empreendimento


As coordenadas em UTM SIRGAS 2000 da turbina eólica 04 da usina Corredor dos Senandes III são: Zona 22: 372327 (leste); 6414067 (Norte) --->DMS (Graus, Minutos e Segundos). Latitude: 32°24'11"S Longitude: 52°21'27"W.

A.3. Tecnologias e/ou medidas

As Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I têm uma potência instalada de 108 MW. A área das usinas tem um dos melhores potenciais eólicos no Rio Grande do Sul, de acordo com as informações fornecidas pelo Atlas Eólico do Rio Grande do Sul³ e o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro⁴ (MME – ELETROBRÁS – 2001).

Existe, de acordo com a ANEEL, o seguinte número de empreendimentos de geração de energia em operação no Brasil.

³ Fonte: Atlas Eólico: Rio Grande do Sul – 2002. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_RGS.pdf

⁴ Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (MME – ELETROBRÁS – 2001). Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf

Tabela 1: Empreendimentos em operação no Brasil, segundo ANEEL⁵,

Tipo	Quantidade	Potência Fiscalizada (kW)	Potência Fiscalizada (%)
CGH	364	208.225	0,18
EOL	64	1.268.242	1,09
PCH	417	3.818.207	3,28
UFV	06	1.087	0
UHE	180	78.141.904	67,19
UTE	1.488	30.861.676	26,53
UTN	02	2.007.000	1,73
Total	2.521	116.306.341	100

- CGH: Central Geradora Hidrelétrica (Potência Instalada menor que 1 MW)
- PCH: Pequena Central Hidrelétrica (Potência Instalada maior que 1 MW e menor que 30 MW)
- UHE: Usina Hidrelétrica de Energia (Potência Instalada maior que 30 MW)
- UTE: Usina Termelétrica de Energia
- EOL: Central Geradora Eólica
- UFV: Usina Fotovoltaica
- UNT: Usina Termonuclear

A tabela demonstra que existem apenas 64 Centrais Geradoras Eólicas em operação no Brasil, as quais correspondem a apenas 1,09% da potência energética instalada do país.

A tabela a seguir apresenta os principais parâmetros técnicos das CGEs Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I

Tabela 02: Características técnicas das atividades do Projeto de MDL Corredor dos Senandes

Descrição	Atividades do Projeto de MDL Corredor dos Senandes
1. Dados Energéticos⁶	
Potência Instalada (MW)	108 MW
Fator de Capacidade (P50)	47,4%
Geração anual de energia (P50)	448.365 MWh/ano
2. Wind Turbines⁷	
Modelo	ECO 122 2.7 Classe III-A
Fornecedor	Alstom
Capacidade Nominal (Unitária)	2,7 MW
Unidades	40
Frequência	60 Hz
Diamêtro do Rotor	122 m
Altura do Cubo	89 m
Faixa de Controle de Velocidade	6,97 / 12,25 rpm
Tempo de vida útil	20 anos
Sistema de Controle de Energia	Controle de passo independente em cada lâmina. Velocidade variável.

⁵ Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acessado em: 24 de Novembro de 2011.

⁶ Relatório Inova Energia, página 02. Emitido em 13 de março de 2012.

⁷ Descrição técnica geral da turbina eólica ECO 122 do projeto Corredor dos Senandes. Página 05. Emitido em 15 de Fevereiro de 2012.



As Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I possuem uma potência instalada individual de 21,6 MW, 27MW, 29,7 MW e 29,7MW, respectivamente.

A organização espacial dos aerogeradores é resultado das exigências de (i) espaçamento entre as máquinas, (ii) infraestrutura existente (estradas, linhas de transmissão, residências, áreas de preservação permanentes, etc.), (iii) dos regimes ambientais e (iv) das condições de vento no local.

Em 18 de agosto de 2011, os empreendedores do projeto comercializaram por 20 anos a energia a ser fornecida pelas Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I no leilão de Fontes Alternativas 03/2011, organizado pelo Ministério de Minas e Energia do Brasil.

A fim de participar desse leilão, os empreendedores do projeto apresentaram estudos de certificação de vento que foram usados como referência para a determinação, pelo Ministério de Minas e Energia, da energia que poderia ser comercializada por eles. Naquele momento, os empreendedores negociavam com potenciais fornecedores de aerogeradores, ainda sem uma definição de qual empresa seria a responsável por fornecer as turbinas eólicas do projeto. O Ministério de Minas e Energia calculou a garantia física das Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I. Considerando esses estudos prévios, o Ministério de Minas e Energia Brasileiro autorizou o projeto a vender energia com uma garantia física de 50,5 MWh_{médio}.

Os empreendedores participaram do leilão de fontes alternativas e comercializaram a garantia física determinada pelo Ministério de Minas e Energia (50,5 MWh_{médio}). Inicialmente, a configuração do projeto era formada por 70 turbinas eólicas, cada uma com uma capacidade nominal unitária de 1,67. O total da capacidade instalada prevista no momento do leilão era de 116,9 MW. Contudo, mesmo após a efetivação do leilão e da venda de energia, as negociações com potenciais fornecedores continuaram.

Em março de 2012, os empreendedores do projeto decidiram o fornecedor das turbinas eólicas. O projeto final é formado por 40 turbinas eólicas, cada uma com uma capacidade nominal unitária de 2,7. O total de capacidade instalada da atividade de projeto é de 108 MW, com um fator de capacidade de 47,4%⁸ (P50). Este fator de capacidade fornece uma geração anual média maior que a energia vendida no leilão. Portanto, e este valor foi considerado na análise financeira e no cálculo de redução de emissões.

De acordo com o “Guia para reporte e validação do fator de capacidade, versão 1”: o fator de capacidade da atividade de projeto de MDL deve ser definido *ex-ante*, conforme uma das opções a seguir:

- a) O fator de capacidade fornecido para o banco e/ou outros agentes, para a concessão de financiamentos, ou durante solicitação de aprovação pelo governo;
- b) O fator de capacidade determinado por uma terceira parte contratada pelos participantes do projeto (ex. Empresa de Engenharia).

Esse fator de capacidade (47,4%) atende ao item “b” do *Guia para reporte e validação do fator de capacidade*, pois ele foi calculado através de uma empresa de engenharia de terceira parte (Inova Serviços de Engenharia Ltda.), contratada pelos participantes do projeto.

As características técnicas das Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I apresentadas nesse DCP estão adequadas a real configuração técnica que será implantada no local da atividade de projeto.

O Projeto Corredor dos Senandes contará com dois medidores de energia, que estarão situados na Subestação de Quinta, de propriedade da CEEE (empresa estatal de eletricidade). O medidor principal fará o registro da energia líquida gerada pela atividade de projeto. O medidor retaguarda também mede a energia líquida fornecida

⁸ Relatório Inova Energia, página 21. Emitido em 13 de Março de 2012

à rede e pode ser acionado caso o medidor principal falhe.

O cenário de linha de base, segundo a metodologia ACM0002, versão 13.0.0, é o seguinte: “A eletricidade fornecida à rede pelo projeto teria sido gerada, do contrário, por usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes geradoras, conforme refletido nos cálculos da margem combinada, descritos na *Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade*”.

O cenário de linha de base é o mesmo cenário que existia antes do início da implantação da atividade do projeto e o CO₂ é o gás de efeito estufa envolvido na atividade do projeto.

A.4. Partes e participantes do projeto

As empresas OEA Eólica Corredor do Senandes 2 Ltda., OEA Eólica Corredor do Senandes III Ltda, OEA Eólica Corredor do Senandes IV Ltda e OEA Eólica Vento Aragano I Ltda são Sociedades de Propósito Específico (SPEs) criadas para implantar e operar as Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I.

As quatro SPEs são controladas pela Odebrecht Energias Alternativas. A Odebrecht é uma organização de origem brasileira, com presença nos principais projetos de infraestrutura do cenário nacional, tendo atuação destacada nos setores de energia, engenharia industrial, infraestrutura, óleo e gás, realizações imobiliárias, etanol e açúcar, química, petroquímica, transporte e logística, tecnologia e meio ambiente.

A Enerbio Consultoria Ltda - ME também é participante do projeto e assessora os demais participantes na elaboração do projeto de MDL, bem como no monitoramento das RCEs a serem gerados pelos empreendimentos.

A tabela abaixo apresenta as partes e entidades envolvidas no Projeto Corredor dos Senandes.

Tabela 03: Parte e entidades públicas e privadas envolvidas na atividade do projeto.

Nome da parte envolvida (*) (o anfitrião indica a parte anfitriã):	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (se for o caso):	Por gentileza, indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	<u>Entidade Privada:</u> OEA Eólica Corredor do Senandes 2 Ltda. <u>Entidade Privada:</u> OEA Eólica Corredor do Senandes III Ltda. <u>Entidade Privada:</u> OEA Eólica Corredor do Senandes IV Ltda. <u>Entidade Privada:</u> OEA Eólica Vento Aragano I Ltda. <u>Entidade Privada:</u> Enerbio Consultoria Ltda – ME.	Não

A.5. Financiamento público da atividade do projeto

Nenhum financiamento público foi solicitado por partes envolvidas do anexo I para as atividades do projeto de MDL.

SEÇÃO B. Aplicação da metodologia aprovada de linha de base e de monitoramento selecionada.**B.1. Referência da Metodologia**

- Metodologia consolidada aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, versão 13.0.0 - “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis⁹”.
- Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade, versão 06.0.0.
- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade, versão 2.2.1.

B.2. Aplicabilidade da metodologia

A metodologia consolidada ACM0002, versão 13.0.0, é aplicável a atividade do Projeto Corredor dos Senandes, porque o projeto é uma usina de geração de energia renovável conectada à rede que consistirá em uma nova planta de energia instalada em um local onde nenhuma planta de energia renovável era operada antes da implantação da atividade do projeto.

Além disso, a atividade do projeto não envolve adição de capacidade ou reformas de usinas existentes, nem substituição de usinas existentes. O projeto é formado por usinas eólicas (portanto não é nem usina a biomassa, nem empreendimento hidrelétrico com densidade de energia menor que 4W/m²) e não envolve substituição de combustíveis fósseis por energia renovável no local da atividade do projeto.

Dessa forma, a metodologia ACM0002, versão 13.0.0, pode ser aplicada ao Projeto Corredor dos Senandes porque as CGEs Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I são novas plantas/usinas de energia elétrica por fonte eólica.

B.3. Fronteiras do projeto

O Sistema Interligado Nacional é considerado como o limite ou fronteira do projeto. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o qual é responsável por todas as atividades relativas ao planejamento da operação da rede elétrica. O ONS tradicionalmente subdivide o Sistema Interligado Nacional em quatro Subsistemas: regiões Sul, Centro-Oeste/Sudeste, Norte e o Nordeste. Esses Subsistemas estão relacionados com as respectivas regiões geográficas Brasileiras.

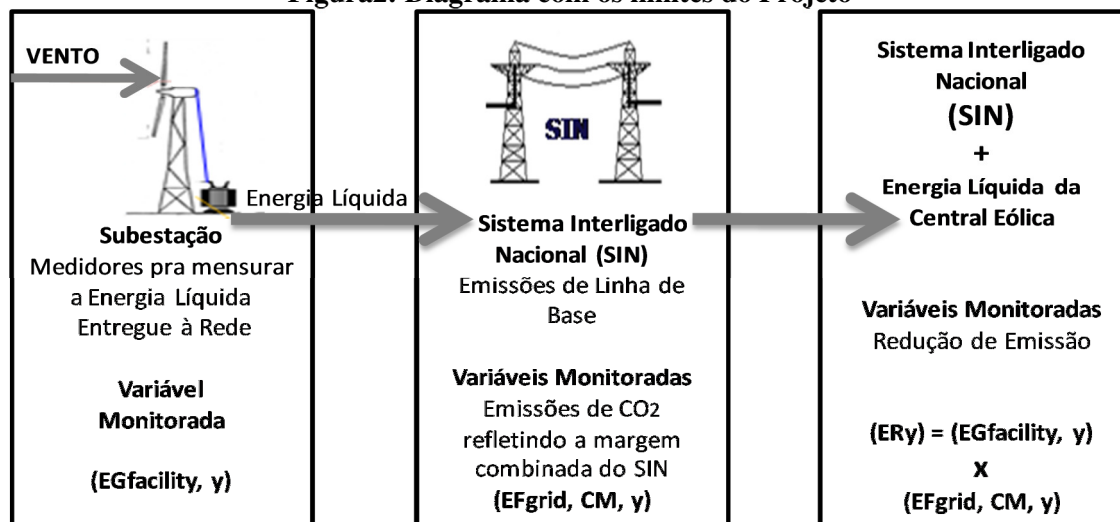
Baseado na efetiva disponibilidade de oferta e do comportamento de consumo e demanda em cada região, o ONS define o despacho de cada usina de energia elétrica individual, assim como também estabelece políticas de intercâmbio inter-regionais de energia, além de medidas excepcionais de despacho de geração térmica, caso os níveis de armazenamento de água nos reservatórios venham a se reduzir significativamente e tendam a violar as curvas de segurança. Essas condições são monitoradas permanentemente e divulgadas aos agentes do setor elétrico.

De acordo com a ACM0002, versão 13.0.0, a extensão espacial do limite do projeto inclui os projetos de plantas de energia e todas as plantas energéticas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade a que a usina do projeto de MDL está conectado. As Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I serão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

⁹ Para mais informações sobre metodologias acesse: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved.html>

Segue abaixo, o diagrama com os limites do projeto.

Figura2: Diagrama com os limites do Projeto



Os gases do efeito estufa e as fontes de emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto estão apresentados na tabela abaixo.

Tabela 04: Gases do efeito estufa envolvidos na Atividade do Projeto

Fonte		GHGs	Incluído?	Justificação/Explicação
Linha de Base	Emissão de CO ₂ proveniente da geração de eletricidade a partir de plantas de energia a combustível fóssil que é deslocada em razão da atividade de projeto.	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissão.
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária.
Atividade do Projeto	Para as usinas geotérmicas as emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ dos gases não condensáveis estão contidas no vapor geotérmico.	CO ₂	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
		CH ₄	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
		N ₂ O	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
	Emissões de CO ₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica em usina térmica solar e geotérmica.	CO ₂	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
		CH ₄	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
		N ₂ O	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
	Para usinas hidroelétricas, as emissões de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
		CH ₄	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
		N ₂ O	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.

* De acordo com a ACM0002 (versão 13.0.0), as Centrais Geradoras Eólicas são atividades de projeto que não geram emissões de GEEs.

B.4. Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base

Na ausência da atividade do projeto, a energia limpa gerada pelo Projeto Corredor dos Senandes despachada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, teria sido gerada por usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes geradoras ao Sistema Interligado Nacional.

De acordo com a metodologia ACM0002, versão 13.0.0, se a atividade do projeto é a instalação de uma nova planta de energia renovável conectada à rede, o cenário de linha de base é o seguinte: “A eletricidade fornecida à rede pelo projeto teria sido gerada, de outra forma, pela operação de usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes geradoras, conforme refletido nos cálculos da margem combinada, descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade””.

O cenário de linha de base apresentado pela metodologia ACM0002, versão 13.0.0, é perfeitamente aplicável ao Projeto Corredor dos Senandes. Os fatores de emissão da margem combinada do Sistema Interligado Nacional serão calculados de acordo com a ferramenta metodológica “*Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico*” aprovado pelo Conselho Executivo do MDL.

O fator de emissão da margem combinada é calculado a partir dos registros de geração de todas as usinas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e despachadas centralizadamente pelo ONS. Baseando-se nesses dados de geração fornecidos pelo ONS, a Autoridade Nacional Designada (AND) Brasileira calcula os fatores de emissão com os dados do Sistema Interligado Nacional de acordo com a “*Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico*”. Caso esses dados deixem de serem publicados, eles serão calculados pelos participantes do projeto.

O fator de emissão da margem combinada do Sistema Interligado Nacional (SIN) será, portanto, utilizado para calcular as reduções de emissões do projeto.

B.5. Demonstração de adicionalidade

Essa seção está elaborada com base na “*Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade*” versão 06.0.0¹⁰ que descreve alguns passos a serem seguidos para comprovar e avaliar a adicionalidade do projeto.

Para ilustrar o contexto do desenvolvimento do projeto e evidenciar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a implantação da atividade do projeto, a tabela a seguir fornece uma visão global da evolução histórica do projeto.

¹⁰ Informações disponíveis em <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>

**Tabela 05: Linha do tempo do Projeto de MDL Corredor dos Senandes**

Data	Tipo de Evidência	Evidência/Referência
18 de Agosto de 2011	Marco do Projeto/ Venda de Energia no Leilão	Resultado do Leilão 03/2011, promovido pelo Ministério de Minas e Energia. Nesta data, os empreendedores do projeto comercializaram a energia que será produzida pelas Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I. Esta data é a data de início da atividade do projeto e representa o momento da decisão de investimento.
28 de Setembro 2011	Consideração do MDL	Contrato firmado entre a Odebrecht Energias Alternativas e a Enerbio Consultoria Ltda - ME para o desenvolvimento do projeto de MDL.
05 de Outubro de 2011	Marco do Projeto	Homologação dos empreendimentos que comercializaram energia no Leilão 03/2011.
03 de Novembro de 2011	Consideração do MDL	Carta de comunicação prévia enviada a CQNMC para documentar a intenção de tornar as Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I um projeto de MDL.
04 de Novembro de 2011	Marco do Projeto	Comunicação à Secretaria Executiva da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – AND Brasileira com a intenção de tornar as Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I um projeto de MDL.
27 de março de 2012	Marco do Projeto	Contrato assinado com o fornecedor das turbinas eólicas. Neste momento, foi definido o arranjo técnico final das plantas.
15 de maio de 2014	Marco de Projeto	Data de início esperada do período de comissionamento esperado, segundo o Cronograma Físico de Implantação dos Empreendimentos.
01 de julho de 2014	Marco do Projeto	Data de início esperada da operação comercial esperada do Projeto Corredor dos Senandes, segundo o Cronograma Físico de Implantação dos Empreendimentos.

Os seguintes requisitos são necessários para a demonstração e avaliação da adicionalidade do projeto:

Definição da data de início da atividade do projeto

De acordo com o *Glossário de Termos do MDL*, a data de início da atividade do projeto é “a data mais cedo na qual a implantação, construção ou real ação da atividade do projeto começa” que é comumente definida como a data na qual o empreendedor do projeto se compromete despesas significativas relacionadas à efetiva implantação ou construção da atividade do projeto.

A venda de energia no leilão pelos empreendedores do projeto, traz uma série de obrigações relacionadas com a implantação do projeto. Os empreendedores se comprometem a incorrer com despesas relacionadas ao projeto. De acordo com a cláusula 8 do Edital do Leilão, para participar do leilão os empreendedores do projeto têm que recolher 1% do CAPEX como garantia para o leilão, e após a venda da energia no leilão, os empreendedores do projeto tem que recolher mais 5% (cláusula 13). Além disso, uma multa de até 10% do CAPEX será incorrida, se as condições estabelecidas no edital do leilão não sejam cumpridas (cláusula 17). Portanto, a data em que a energia do projeto foi comercializada (18/08/2011) define a data de início da atividade de projeto.

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

Definir alternativas realistas e críveis para as atividades de projeto através dos seguintes sub-passos:

Sub-passo 1a. Definir alternativas à atividade de projeto:

As alternativas realistas identificadas à atividade de projeto são:

- A atividade do projeto empreendida sem ser registrada como projeto de MDL;

- A continuidade da situação atual, com a eletricidade sendo gerada pela atual composição de geração do Sistema Interligado Nacional.

Sub-passo 1b. Conformidade com as leis e regulamentações obrigatórias:

O modelo institucional do setor de energia elétrica brasileiro passou por duas grandes mudanças desde a década de 90. A primeira envolveu a privatização das companhias operadoras e teve início com a Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e determinou que a exploração dos potenciais energéticos fosse concedida por meio concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido pela outorga (Uso do Bem Público) determinaria o vencedor.

A segunda ocorreu em 2004, com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico. Esse novo modelo instituiu dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O Ambiente de Contratação Regulada (também conhecido como mercado cativo de energia) está baseado em um mecanismo de leilões de energia para a expansão do fornecimento de energia do país. O governo organiza leilões anuais de contratos de longo prazo para entrega futura, visando atender à demanda das empresas distribuidoras de energia.

Participam do Ambiente de Contratação Regulada, na parte compradora, apenas as distribuidoras. Os vendedores são as usinas geradoras que vendem energia conforme os critérios do leilão estabelecidos pelos agentes reguladores. O Ministério de Minas e Energia (MME) determina a data dos leilões, que são realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pela Câmara Comercializadora de Energia (CCEE). O início da entrega é previsto para ocorrer em um, três ou cinco anos após a data de realização do leilão (que são chamados, respectivamente, de A-1, A-3 e A-5). Nesses leilões são estabelecidos contratos de venda de energia de longo prazo, chamados *Power Purchase Agreements* (PPAs), que garantem a compra de energia por 20 ou 30 anos.

Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), ou mercado livre de energia, vendedores e compradores negociam entre si as cláusulas dos contratos, como preço, prazo e condições de entrega. No mercado livre, os consumidores podem escolher seu fornecedor de energia, negociando livremente um conjunto de variáveis como prazo contratual, preços, variação do preço ao longo do tempo e serviços associados à comercialização.

A inserção da energia eólica na matriz energética nacional vem acontecendo através de programas de incentivos. O primeiro incentivo foi a criação, em 2002, do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). O PROINFA é um programa do Governo Federal que visa incentivar do ponto de vista financeiro, o desenvolvimento de empreendimentos que utilizam tecnologias de energia renovável, fornecendo condições diferenciadas de preço de energia e contratos de longo prazo com comprador governamental.

Através do PROINFA, a sociedade de economia mista Eletrobrás garante ao empreendedor um recurso mínimo de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção total para o risco de exposição a curto prazo no mercado. Os contratos têm duração de 20 anos.

Outro incentivo criado para energia eólica (e também aplicável a outras energias renováveis, como pequenas centrais hidroelétricas e biomassa) foi o estabelecimento de descontos na tarifa de uso do sistema de distribuição/transmissão para usinas que injetem no sistema de transmissão e distribuição até 30 MW.

A regulamentação brasileira também permite o uso de leilões específicos para o desenvolvimento de determinadas fontes de energia. Em dezembro de 2009, foi organizado o primeiro leilão exclusivo para a compra de energia eólica, e em agosto de 2010, aconteceu novo de fontes alternativas para usinas de energia eólica, pequenas centrais hidroelétricas e usinas de biomassa. Em agosto de 2011, dois novos leilões foram desenvolvidos para fontes eólicas, biomassa, hidroelétricas e gás natural. A energia que será produzida pela atividade do Projeto de MDL Corredor dos Senandes foi comercializada em agosto de 2011, no leilão de energia

de reserva. O principal objetivo dos leilões de energia de reserva é aumentar a segurança do fornecimento de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional.

É importante esclarecer que o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro permite que os agentes privados e públicos decidam o montante de energia elétrica a contratar e os investimentos a realizar a partir da participação em leilões de usinas geradoras e sistemas de transmissão.

Além disso, é notório que o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro proporciona autonomia aos agentes econômicos sobre os investimentos a serem realizados no setor elétrico brasileiro, não havendo, portanto restrições, nem imposições à atividade de projeto e às alternativas de projeto.

Dessa forma, tanto a atividade do projeto e os cenários alternativos cumprem todas as normas e regulamentações brasileiras, assim a atividade de projeto e os cenários alternativos são plausíveis de acordo com as tendências do setor elétrico do país.

Passo 2. Análise de investimentos

De acordo com a “*Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade*”, os participantes do projeto devem determinar se a atividade de projeto proposta não é:

- (a) A mais atrativa economicamente ou financeiramente;
- (b) Viável economicamente ou financeiramente, sem as receitas de venda das reduções certificadas de emissões (RCEs).

Para conduzir a análise de investimento, devem ser usados os seguintes passos:

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado

O projeto gera outros benefícios econômico-financeiros, além das receitas provenientes do MDL. Dessa forma, a análise do benchmark será utilizada para a análise de investimentos da atividade de projeto.

Sub-passo 2b – Opção III. Análise do Benchmark

Identificação do indicador financeiro

A taxa interna de retorno (TIR) do acionista será utilizada como indicador financeiro do projeto, por se tratar de um dos indicadores mais comumente utilizado e mais apropriado em análises de investimentos de projetos de infraestrutura. O cálculo da TIR ao acionista segue o indicado pelo Guia para Avaliação da Análise de Investimento.

Identificação do Benchmark

O Guia para Avaliação de Análise de Investimento, versão 05, fornecido e publicado pela CQNMC, fornece valores padrões para retorno esperado de capital próprio para diferentes tipos de projetos e países anfitriões. Para projetos do setor energético desenvolvidos no Brasil, o retorno esperado de capital próprio em termos reais é de 11,75%. Esse retorno esperado de capital próprio será usado como benchmark desta atividade do projeto.

Sub-passo 2c. Cálculo e Comparação dos Indicadores Financeiros

O fluxo de caixa das Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I serão apresentados por completo à EOD (Entidade Operacional Designada) que realizará a validação e a qualquer entidade ligada ao MDL que o solicitar para efeitos de comprovação da adicionalidade do projeto.

Conforme descrito anteriormente, em 18 de agosto de 2011, os empreendedores do projeto venderam a energia no leilão organizado pelo Governo. Neste momento, nenhum contrato havia sido assinado com fornecedores de turbinas eólicas e as características técnicas finais das plantas não haviam sido definidas. Em 27 de março de 2012, os empreendedores assinaram o contrato com o fornecedor das turbinas eólicas. Com isso, as características finais do projeto foram definidas e o orçamento final foi definido.

Devido a esta situação, a análise financeira de ambos os momentos serão apresentados: (1) a análise financeira no momento do leilão e (2) a análise financeira com as características finais do projeto.

Todos os valores de entrada e dados utilizados para a análise de investimento eram válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento.

Antes de apresentar as principais premissas consideradas no fluxo de caixa ao acionista, é importante descrever alguns comentários sobre os pressupostos adotados na análise de investimentos que levaram em consideração orientações do Conselho Executivo do MDL (EB).

Características Gerais da Análise de Investimentos e Cálculo do Indicador Financeiro

- **Período de Avaliação:** O fluxo de caixa considera um período de 20 anos de geração operacional que corresponde ao tempo de vida útil dos aerogeradores. Isto está de acordo com o *Guia para Avaliação da Análise de Investimentos*, versão 05, item 03, define que o cálculo da TIR deve refletir, de preferência, o período esperado de operação da atividade de projeto.
- **Valor dos ativos da atividade de projeto no fim do período de avaliação:** Como o período de avaliação abrange os 20 anos vida útil operacional esperada do projeto, nenhum valor residual deve ser considerado.
- **Depreciação:** O período de depreciação dos ativos é também de 20 anos, conforme orientações do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (página 209), publicado pela ANEEL¹¹. Por se tratar de item contábil que não envolve desembolsos, a depreciação foi deduzida para cálculos tributários e adicionada ao lucro líquido para efeitos de cálculo da TIR do Projeto.
- **Análise Financeira Consolidada:** Todas as negociações sobre o CAPEX e OPEX consideraram as centrais geradoras eólicas em conjunto, como um complexo. Todos os contratos com fornecedores estabelecidos até o momento também considera como um complexo. Seguindo essa estratégia, os empreendedores do projeto puderam alcançar melhores preços (mais baixos). Para análise de adicionalidade do MDL, esta é uma abordagem conservadora, uma vez que assume custos mais baixos.
- **Cálculo da TIR ao Acionista:** O propósito da TIR ao acionista é determinar o retorno final ao investimento inicial de capital próprio. Dessa forma, o cálculo da TIR ao Acionista considera apenas o montante de investimento de capital próprio como saída de caixa, uma vez que o custo do serviço da dívida (juros e principal) já é considerado como despesa, não podendo, portanto, ser contabilizado duplamente.
- **Natureza do Fluxo de Caixa:** O fluxo de caixa ao investidor foi desenvolvido em termos reais, sem considerar o impacto da inflação.

¹¹ ANEEL (2009). Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. Anexo da Resolução Normativa nº 367/2009, 02 de junho de 2009. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2_primeira_Ver.pdf. Último acesso em 10 de Novembro de 2011.

Políticas Setoriais E-

Em sua vigésima segunda reunião e referindo-se as suas decisões da reunião 16 do Conselho Executivo do MDL, o Conselho Executivo do MDL reafirmou que as políticas setoriais e/ou nacionais e circunstanciais devem ser levadas em consideração para o estabelecimento do cenário de linha de base, sem criar incentivos perversos que possam impactar nas contribuições do país anfitrião para o objetivo final da Convenção. Dessa forma, o Conselho Executivo concordou em definir políticas E- como:

“Políticas nacionais e/ou setoriais ou regulamentos que dão vantagens comparativas para tecnologias menos intensivas em emissões quando comparadas com tecnologias mais intensivas em emissões (ex. subsídios públicos para promover a difusão de recursos para energias renováveis ou financiamento de programas para eficiência energética)”.

Além disso, o Conselho concordou que tais políticas devem ser tratadas da seguinte forma:

Políticas E- “que tenham sido implementadas desde a aprovação pela COP do CDM M&P (decisão 17/CP. 7, 11 de novembro de 2001) não precisam ser levados em consideração no desenvolvimento de um cenário de linha de base (ex o cenário de linha de base pode fazer referência a uma situação hipotética sem as políticas setoriais e/ou nacionais ou regulações do local).

Dessa forma, a Ferramenta de Adicionalidade que inclui uma nota de rodapé para o cálculo dos indicadores financeiros na análise de investimentos afirma que a inclusão de subsídios na análise de investimentos está sujeita à orientação sobre tais políticas.

A importância desse conceito foi reforçada pelo CMP 5 em Copenhague que afirmou que *“é uma prerrogativa para o país anfitrião decidir a concepção e a implementação de políticas para promover tecnologias de baixa emissão de gases do efeito estufa e o Conselho Executivo deve assegurar que essas regras e orientações não vão criar incentivos perversos para os esforços de redução de emissões”.*

De acordo com o resumo apresentado no sub-passo 1.b, a regulação energética Brasileira oferece efetivamente um conjunto de incentivos econômicos e regulatórios que visam promover fontes de energias renováveis para garantir a expansão de eletricidade no país baseada em recursos e tecnologias de baixa emissão de carbono.

A presença destes incentivos requer seu adequado tratamento na avaliação da adicionalidade e especificamente na análise de investimento. Para esta finalidade o parágrafo a seguir identifica e discute os regulamentos pertinentes e define seu tratamento de acordo com as normas e princípios definidos pela EB22.



Política E- #01 - Redução na Taxa de Uso do Sistema de Distribuição/Transmissão (TUSD/TUST - G) para Energias Renováveis Complementares

Através da Resolução nº 77, de 18 de Agosto de 2004¹², a Agência Nacional de Energia Elétrica, estabeleceu desconto de 50% (cinquenta por cento) às tarifas de distribuição e de transmissão (TUSD/TUST – G), para empreendimentos de energia renovável complementares como os projetos de geração de energia eólica com capacidade instalada injetada na rede menor ou igual a 30.000 kW.

Essa política setorial foi estabelecida em 18 de agosto de 2004 e, portanto após 11 de novembro de 2001. Assim, ela representa uma *"Vantagem comparativa para tecnologias menos intensivas em emissões em relação às tecnologias mais intensivas em emissões"* e são classificadas como Políticas E-. Adequadamente, o incentivo não será considerado para o cenário de linha de base e para a análise de investimentos, levando-se em consideração a *"situação hipotética sem as políticas nacionais e / ou setoriais ou regulações colocadas em vigor."*

Política E- # 02 - Condições de Financiamento oferecidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

O BNDES vem historicamente¹³ exercendo um papel fundamental na implantação das políticas governamentais para o desenvolvimento econômico fornecendo financiamentos de longo prazo para investimentos do setor privado em infraestrutura, em especial, no setor elétrico nacional.

Nos anos posteriores a privatização do setor elétrico e especialmente após o início do Novo Modelo Regulatório do setor, o BNDES priorizou fazer financiamentos para a expansão do abastecimento de energia e consequentemente, garantir a segurança do fornecimento sem restrições ao crescimento econômico. Durante este período, o banco não teve uma política geral para oferecer diferentes condições para qualquer tipo de fonte de eletricidade, além de sua atividade limitada, no programa PROINFA, onde condições de financiamento diferenciadas eram aplicadas. A partir de 2007, e levando em conta a participação crescente de combustíveis fósseis alimentando usinas térmicas, o BNDES iniciou a revisão da sua política a partir da diferenciação de condições de financiamento com o objetivo claro de promover as energias renováveis e de baixa intensidade de GEEs em detrimento ao carvão e ao óleo de usinas térmicas.

O papel central do banco deve ser analisado no contexto da Política de Mudanças Climáticas Brasileira. O fato de o BNDES ser um instrumento da política brasileira e, especificamente, da Política de Combate às Mudanças Climáticas é referenciado pelo Plano Nacional de Mudanças Climáticas¹⁴ e pela própria Política Nacional de Mudança do Clima (PNMC)¹⁵. A atividade específica no setor energético é referenciada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entidade vinculada ao Ministério de Minas e Energia do Brasil, que emitiu o documento "Abatimento de emissões relacionadas à produção e ao uso da energia no Brasil até 2020". A publicação descreve claramente a importância da atuação do BNDES na implementação de políticas de mitigação brasileira e na trajetória de expansão limpa no setor de energia.

Para analisar a evolução das políticas operacionais que definem as condições de financiamento oferecidas pelo BNDES, é necessária a compreensão dos itens que compõem as condições de financiamento oferecidas pelo banco:

¹² ANEEL (2004). Resolução Normativa nº 77, 18 de agosto de 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>. Último acesso: Setembro de 2011.

¹³ Lage de Souza (BNDES) e Ottaviano (Universidade de Bolonha): *The effects of BNDES loans on the productivity of Brazilian manufacturing firms*, Julho de 2009, disponível em http://www.merit.unu.edu/MEIDE/papers/2009/1236186324_FS.pdf & <http://virtualbib.fgv.br/ocs/index.php/sbe/EBE09/paper/view/1023/354>, último acesso em 06 março de 2012.

¹⁴ Esse plano cita diretamente na página 115 um resumo das linhas de financiamento, fundos e instrumentos financeiros do BNDES relacionados a ações de combate às mudanças climáticas. O PNMC está disponível em: http://www.dialogue4s.de/media/Brazil_National_Climate_Change_Plan.pdf. Acessado em 02 de agosto de 2011.

¹⁵ Artigo 6º da Lei 12.187 que institui a Política Nacional de Mudança do Clima.

Custo do financiamento total = Custo do financiamento + spread básico do BNDES + spread de risco de crédito

Onde:

- Custo de financiamento - corresponde ao custo atual de financiamento do BNDES, ou seja, trata-se dos juros efetivamente pagos pelo banco para a obtenção de fundos necessários para suas operações. Este custo é primordialmente definido pela remuneração da taxa de juros de longo prazo (TJLP), divulgada pelo Ministério da Fazenda do Brasil.
- Spread Básico do BNDES - representa o retorno padrão exigido pelo BNDES para financiar determinado empreendimento. Trata-se da principal ferramenta política de financiamento, uma vez que permite ao banco fixar a remuneração de acordo com suas prioridades e estratégias.
- Spread de Risco de Crédito - representa o spread de risco necessário para remunerar o banco para incorrer no risco de crédito de um determinado projeto. Como tal, reflete a percepção do risco de insolvência do credor (investidor), baseado na avaliação do fluxo de caixa do projeto e na capacidade de fornecer garantias adicionais. Consequentemente, esta é uma variável específica do projeto definida com base em termos técnicos e não está sujeita a qualquer política específica.

Como pode ser referenciado para todas as variáveis apresentadas acima, em 2006 e previamente, o BNDES aplicou idênticas condições e critérios para todas as fontes de energia e não houve preferência por óleo, carvão ou gás de fontes térmicas, nem por fontes renováveis. Isto significa que o custo do financiamento, spread básico e os critérios para a definição do spread do risco de crédito assim como o período para amortização e participação máxima foram sempre iguais para todos os tipos de fontes de energia, independentemente da sua intensidade de emissões de GEEs. Uma visão geral das condições aplicáveis em 2006 é fornecida na tabela 06.

Em 2007, o BNDES aperfeiçoou as condições de financiamento para o setor de energias renováveis, primeiro para grandes hidrelétricas e depois, em 2008, para todas as fontes de energia renováveis e projetos de cogeração de gás eficientes em GEEs. Como resultado, o banco aumentou a taxa utilizada para termelétricas a carvão e óleo para 1,8% e reduziu para 0,9% a remuneração básica para outras fontes com intensidade de GEEs mais baixas, como as usinas eólicas e as pequenas e médias centrais hidrelétricas.

Além disso, a política operacional do BNDES define o custo financeiro de financiamento de 100% TJLP para as energias eficientes em GEEs e fontes renováveis, enquanto as usinas movidas a carvão e óleo são remuneradas por um mix de 50% TJLP e 50% TJ-462¹⁶. Segundo dados fornecidos pelo website do BNDES, a TJ-462 é igual à TJLP +1%¹⁷, o que resulta num custo financeiro um pouco mais elevado.

Por outro lado, não há nenhuma diferenciação nas taxas de risco de crédito entre os diferentes tipos de tecnologias. Estas taxas variam em função de um projeto específico e não possuem relação direta com a política de incentivo do banco.

¹⁶Fonte:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html.
Acessado em 28 de junho de 2011.

¹⁷Fonte: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Composicao/.
Acessado em 28 de junho de 2011.

A tabela a seguir apresenta a evolução das condições de financiamento fornecidas pelo BNDES.

Tabela 06 - Evolução das Condições de Financiamento do BNDES (2006-2010)

Componente Analisado	Evolução das políticas do BNDES e das vantagens comparativas para Energias Menos Intensivas em Emissões de GEE	
	2006	2010
Participação do BNDES no Financiamento		
Custo do Financiamento		
Custo de financiamento do BNDES para energias intensivas em GEE	80% TJLP e 20% IPCA (NTN-B)	50% TJLP e 50% TJ-462
Custo de financiamento do BNDES para energias eficientes em GEE	80% TJLP e 20% IPCA (NTN-B)	100% TJLP
Vantagem comparativa para energias eficientes em GEE	0	100% TJLP
Remuneração do BNDES		
Remuneração do BNDES para energias intensivas em GEE	1,5%	1,8%
Remuneração do BNDES para energias eficientes em GEE	1,5%	0,9%
Vantagem comparativa para energias eficientes em GEE	0%	0,9%
Risco de Crédito		
Risco de crédito para energias intensivas em GEE	Calculado em função do risco do crédito, de 0,8% to 1,8%	Calculado em função do risco do crédito, de 0,46% to 3,57%
Risco de crédito para energias eficientes em GEE		
Vantagem comparativa para energias eficientes em GEE	0	0

Fonte: Baseado em Siffert Filho (2006, 2007) e BNDES.

O resultado dessas melhores condições oferecidas pelo BNDES desde 2007 foi o aumento da participação de projetos de energias renováveis e, pela primeira vez, a participação de empreendimentos de energia eólica fora do PROINFA, como iniciado pelo exitoso Leilão de Energia de Reserva de sucesso em dezembro de 2009.

Devido à intensidade de capital estrutural das fontes de energia renováveis, as políticas de financiamento definidas pelo BNDES e a vantagem comparativa resultante adquirida pelas fontes de energia limpa e renováveis, juntamente com as receitas vindas do MDL tem um importante papel na trajetória de expansão da matriz energética brasileira. Os resultados obtidos mostram as estratégias de mitigação brasileiras definidas em documentos de referência como PNE 2030, Plano Nacional de Mudanças Climáticas e “Abatimento das emissões de GEEs devido a produção e uso de energia no Brasil até 2020”. Além disso, eles estão em plena consonância com a comunicação nacional que foi fornecida à CQNM como parte do acordo em Copenhague e aplicável a legislação nacional que define a Política Nacional de Mudanças do Clima, todos eles definiram que o MDL deverá continuar a ser uma ferramenta complementar para a implementação da política de mitigação e para o cumprimento das metas voluntárias de redução dos GEEs (NAMAs Brasileiros).

Dessa forma, no caso das condições de financiamento oferecidas pelo BNDES, a vantagem comparativa oferecida para energias menos intensivas em GEEs é o menor custo da dívida em comparação com custo de financiamento para energias mais intensivas em GEEs, que é mensurado pela diferença entre as respectivas taxas praticadas. Por consequência, a vantagem comparativa apresentada pela política pode ser eliminada da análise financeira através do uso das condições de financiamento oferecidas pelo BNDES para as tecnologias mais intensivas em GEEs.

Seguindo os requerimentos da Ferramenta de Adicionalidade e as orientações do Guia do Conselho Executivo do MDL para as políticas E-, os desenvolvedores de projeto excluíram os subsídios oferecidos a tecnologias



menos intensivas em GEEs pelo BNDES e assumiram as condições de financiamento oferecidas para tecnologias intensivas em GEEs. Com este ajuste é possível ignorar o efeito da vantagem comparativa que é fornecida pelo Governo Brasileiro para projetos que contribuam para os objetivos finais da CQNMCM.

A tabela a seguir compara as diferenças das condições de financiamento oferecidas pelo BNDES.

Tabela 07 - Principais diferenças entre as condições existentes para energias eficientes e intensivas em GEEs

Condições	Condições para fontes de energia eficientes em GEEs	Condições para fontes de energia intensivas em GEEs	Condições aplicadas à Análise de Investimento do Projeto de MDL
Custo do Financiamento	100% TJLP	50% TJLP + 50% TJ-462	50% TJLP + 50% TJ-462
Remuneração do BNDES	0,9% a.a	1,8% a.a	1,8% a.a

Premissas utilizadas no Fluxo de Caixa

Após a devida discussão das considerações e pressupostos, segundo as orientações do Guia do Conselho Executivo do MDL, as premissas utilizadas no fluxo de caixa do projeto são apresentadas abaixo:

Tabela 08: Premissas financeiras utilizada na análise de investimento no momento do leilão (18 de agosto de 2011)

Receitas			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Capacidade Instalada	Inicialmente, o projeto era formado por 70 turbinas eólicas, cada uma com uma capacidade nominal unitária de 1,67. No momento do leilão era previsto uma capacidade instalada de 116,9 MW.	MW	116,9
Energia Comercializada	Foi considerada a quantidade de energia comercializada pelos empreendedores no "Leilão de Fontes Alternativas" 03/2011, promovido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em 18 agosto de 2011. Naquele momento, a configuração técnica final do projeto ainda não era conhecida pelos empreendedores do projeto e a energia comercializada foi o montante permitido pelos reguladores brasileiros.	MWh/ano	442.380
Preço de Energia	Foi considerado o preço da energia do projeto, no "Leilão de Fontes Alternativas" 03/2011, promovido pela ANEEL, que ocorreu em 18 de agosto de 2011.	R\$/MWh	99,5
Custos Operacionais e de Investimento			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Investimento (CAPEX)	Orçado de acordo com propostas de fornecedores, informação de fornecedores, premissas internas e contratos estabelecidos com fornecedores.	R\$	370.496.161
Custos Administrativos e de Operação da planta	Orçado de acordo com premissas internas.	R\$/ano	487.824



Custos de Manutenção	Orçado de acordo com premissas internas, que posteriormente foram confirmadas através da proposta emitida pelo potencial fornecedor: 3° ao 5° ano – R\$ 48.000/Turbina Eólica 6° ao 10° ano – R\$ 59.129/ Turbina Eólica - A partir do 11° ano– média dos 10 anos + 12,5%	R\$/ano	1° e 2° ano - 0 3° ao 5° ano 3.360.000 6° ao 10° ano 4.139.030 A partir do 11° ano 4.130.563
Despesas com Manutenção de Transmissão	Orçado de acordo com premissas internas. (R\$ 10.530/ MW _{instalado})	R\$/ano	1.230.957
Seguro	Foi considerado o custo de 0,25% sobre o valor dos ativos da empresa. Este orçamento seguiu experiências anteriores do empreendedor do projeto.	R\$/ano	926.240
Aquisição da SPE	Orçado de acordo com o contrato estabelecido com a MML Energia Elétrica.	R\$/ano	3° ao 5° ano - 1.482.531 6° ano – 2.965.062
TUSD	Orçado de acordo com a resolução da ANEEL 1.074, Artigo 5°, item II e Anexo II-B, emitida em 19 de Outubro de 2010. Esta resolução define o valor da TUSD para a CGE Palmares, empreendimento localizado próximo à atividade do projeto. Foi adotada esta hipótese, porque no momento da decisão de investimento, a ANEEL não havia emitido a resolução para as CGEs da atividade de projeto.	R\$/ano	4.110.204
Taxa de supervisão ANEEL	Orçado de acordo com o Decreto 2.410, de 28 de Novembro de 1997, e Despacho da ANEEL 4.080, de 27 de Dezembro de 2010.	R\$/ano	225.459
Arredamento de Terras	Orçado de acordo com os contratos de arrendamento de Terras (1,5% da receita bruta do projeto).	R\$/ano	660.252
Contingências	Foi orçado despesas com contingências. Entre estas despesas estão inclusos os impostos, taxas da CCEE, taxas ONS e outras despesas.	R\$/ano	200.000
Condições de Financiamento			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Taxas Nominais de Juros	Orçado em conformidade com as condições fornecidas pelo BNDES para tecnologias mais intensivas em GEE, como descrito na apresentação das políticas E-. Assumiu-se um risco de crédito conservador de 1,5%. Estes valores estavam disponíveis na página do BNDES ¹⁸ .	%/ano	9,8
Período de Amortização	Orçado conforme política de financiamento do BNDES para o setor de energia.	Anos	16
Alavancagem do projeto	Como o projeto ainda não possui estrutura de capital definida, foi adotada a alavancagem padrão de 50% proposta pela CQNCM no item 17 do <i>Guia sobre a Avaliação da Análise de Investimentos</i> , Versão 05.	%	50

¹⁸Fonte:http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html

Taxa de Inflação	Para transformar a taxa nominal de juros na taxa real de juros, foi considerado o índice meta de inflação (IPCA), publicado pelo Banco Central do Brasil ¹⁹ .	%	4,5
Impostos			
Item	Descrição	Unidade	Valores
PIS/COFINS	Orçado conforme legislação brasileira aplicável.	%	3,65% sobre receita bruta
Imposto de Renda	Orçado conforme legislação brasileira aplicável.	%	25% sobre 8% da receita bruta
Contribuição Social	Orçado conforme legislação brasileira aplicável.	%	9% sobre 12% da receita bruta

Em março de 2012, foram assinados contratos com fornecedores. A tabela abaixo apresenta as premissas dos valores utilizados na análise de investimento no momento em que foi definido o arranjo técnico final das usinas.

Tabela 9 - Premissas financeiras utilizadas na análise de investimento no momento em que foi definido o arranjo técnico final das usinas (27 de março de 2012)

Receitas			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Capacidade Instalada	O arranjo técnico final do projeto é formado por 40 turbinas eólicas, cada uma com uma capacidade nominal unitária de 2,7. A capacidade instalada total da atividade do projeto é de 108MW.	MW	108
Energia Comercializada	O arranjo técnico final proporciona uma expectativa maior de geração de energia líquida anual. Apesar de os empreendedores do projeto já terem firmado o Acordo de Compra de Energia para vinte anos, considerando o montante comercializado no leilão, conservadoramente este cenário considera que toda energia média excedente será vendida ao mesmo preço do leilão.	MWh/ano	448.365
Preço de Energia	Foi considerado o preço da energia do projeto, no "Leilão de Fontes Alternativas" 03/2011, promovido pela ANEEL, que ocorreu em 18 de agosto de 2011.	R\$/MWh	99,5
Custos Operacionais e de Investimento			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Investimento (CAPEX)	Orçado de acordo com propostas de fornecedores, informação de fornecedores, premissas internas e contratos estabelecidos com fornecedores.	R\$	384.271.827
Custos Administrativos e de Operação da planta	Orçado de acordo com premissas internas.	R\$/ano	487.824

¹⁹ Fonte: <http://www.bcb.gov.br/Pec/metase/TabelaMetaseResultados.pdf>



Custos de Manutenção	Orçado de acordo com a proposta do fornecedor.	R\$/ano	1º e 2º ano - 0 3º ano – 1.200.000 4º ano – 1.600.000 5º ano – 2.000.000 6º ao 7º ano 2.400.000 8º ao 10º ano 6.800.000 A partir do 11º ano 3.150.000
Despesas com Manutenção de Transmissão	Orçado de acordo com estimativa interna. (R\$ 10.530/ MWinstalado)	R\$/ano	1.137.240
Seguro	Foi considerado o custo de 0,25% sobre o valor dos ativos da empresa. Este orçamento seguiu experiências anteriores do empreendedor do projeto.	R\$/ano	960.679
Aquisição da SPE	Orçado de acordo com a primeira alteração contratual estabelecida com a MML Energia Elétrica.	R\$/ano	3º ao 5º ano - 1.334.232 6º ano – 2.668.464
TUSD	Orçado de acordo com a resolução da ANEEL 1.074, Artigo 5º, item II e Anexo II-B, emitida em 19 de Outubro de 2010. Esta resolução define o valor da TUSD para a CGE Palmares, empreendimento localizado próximo à atividade do projeto. Foi adotada esta hipótese, porque no momento da decisão de investimento, a ANEEL não havia emitido a resolução para as CGEs da atividade de projeto.	R\$/ano	3.797.280
Taxa de supervisão ANEEL	Orçado de acordo com o Decreto 2.410, de 28 de Novembro de 1997, e Despacho da ANEEL 4.080, de 27 de Dezembro de 2010.	R\$/ano	208.294
Arrendamento de Terras	Orçado de acordo com os contratos de arrendamento de Terras (1,5% da receita bruta do projeto).	R\$/ano	669.184
Contingências	Foi orçado despesas com contingências. Entre estas despesas estão inclusos os impostos, taxas da CCEE, taxas ONS e outras despesas.	R\$/ano	200.000
Condições de Financiamento			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Taxas Nominais de Juros	Orçado em conformidade com as condições fornecidas pelo BNDES para tecnologias mais intensivas em GEE, como descrito na apresentação das políticas E-. Assumiu-se um risco de crédito conservador de 1,5%. Estes valores estavam disponíveis na página do BNDES ²⁰ .	%/ano	9,8
Período de Amortização	Orçado conforme política de financiamento do BNDES para o setor de energia.	Anos	16

²⁰Fonte:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html



Alavancagem do projeto	Como o projeto ainda não possui estrutura de capital definida, foi adotada a alavancagem padrão de 50% proposta pela CQNM no item 17 do <i>Guia sobre a Avaliação da Análise de Investimentos</i> , Versão 05.	%	50
Taxa de Inflação	Para transformar a taxa nominal de juros na taxa real de juros, foi considerado o índice meta de inflação (IPCA), publicado pelo Banco Central do Brasil ²¹ .	%	4,5
Impostos			
Item	Descrição	Unidade	Valores
PIS/COFINS	Orçado conforme legislação brasileira aplicável.	%	3,65% sobre receita bruta
Imposto de Renda	Orçado conforme legislação brasileira aplicável.	%	25% sobre 8% da receita bruta
Contribuição Social	Orçado conforme legislação brasileira aplicável.	%	9% sobre 12% da receita bruta

Resultado da Análise de Investimentos

A tabela a seguir apresenta o resumo com a comparação entre o indicador financeiro do projeto no momento do leilão, após a definição final do arranjo técnico do projeto e o benchmark.

Tabela 10 – Indicadores do Projeto X Benchmark

TIR ao Acionista – No momento do Leilão	TIR ao Acionista – após a definição final do arranjo técnico do projeto	Benchmark
4,09%	4,32%	11,75%

A análise de investimento foi conduzida de acordo com a opção III da “*Ferramenta de Demonstração e Avaliação de Adicionalidade*” e os resultados mostram que o indicador financeiro do projeto é menos favorável do que o valor do Benchmark. Consequentemente pode-se concluir que a atividade de projeto sem as receitas do MDL não pode ser considerada financeiramente atraente.

Subpasso 2d. Análise de sensibilidade

As principais variáveis que podem afetar as finanças do projeto são (i) as receitas do projeto (ii) CAPEX e (iii) Custos de OPEX.

A análise de sensibilidade considera apenas aqueles cenários que contribuem para o aumento da atratividade econômica e financeira do projeto com o objetivo de confirmar quão sólida a análise de sub-passos 2b e 2c são. A tabela a seguir apresenta os resultados para as variações dos principais parâmetros que podem afetar o fluxo de caixa ao acionista. A tabela também apresenta a variação necessária para a TIR ao acionista atingir o benchmark.

²¹ Fonte: <http://www.bcb.gov.br/Pec/metase/TabelaMetaseResultados.pdf>

Tabela 11 – Análise de Sensibilidade

Variação na Receita (Preço da Energia ou Fator de Capacidade)			
No momento do Leilão		Após a definição das características do Projeto	
Situação Projetada	TIR ao Acionista	Situação Projetada	TIR ao Acionista
0%	4,09%	0%	4,32%
+10%	6,44%	+10%	6,61%
+35,3%	11,75%	+35,1%	11,75%
Variação do CAPEX			
No momento do Leilão		Após a definição das características do Projeto	
Situação Projetada	TIR ao Acionista	Situação Projetada	TIR ao Acionista
0%	4,09%	0%	4,32 %
-10%	6,06%	-10%	6,31%
-31,8%	11,75%	-30,9%	11,75%
Variação do OPEX			
No momento do Leilão		Após a definição das características do Projeto	
Situação Projetada	TIR ao Acionista	Situação Projetada	TIR ao Acionista
0%	4,09%	0%	4,32%
-10%	4,79%	-10%	4,94%
-100%	10,38%	-100%	9,91%
% de Débito no Financiamento do Projeto			
No momento do Leilão		Após a definição das características do Projeto	
% Debt	TIR ao Acionista	% Debt	TIR ao Acionista
50%	4,09%	50%	4,32%
80%	3,48%	80%	3,86%

Receitas do Projeto

As receitas dos projetos eólicos dependem exclusivamente de dois fatores: a energia gerada e o preço de venda de energia, que serão discutidos individualmente, mas que estão relacionados, uma vez que as incertezas e variações na produção de energia tem impacto nas condições comerciais, nos preços de energia e, portanto, nas receitas e multas.

A energia das plantas do projeto foi vendida no Leilão de Energia Reserva em agosto de 2011. O preço foi estabelecido por meio de contrato de compra de energia firmado após o leilão. O contrato de compra de energia é válido por todo o período de avaliação (20 anos). Portanto, nenhuma variação é esperada.

Com a definição do arranjo técnico, a certificação de vento mostrou que a energia média pode ser um pouco mais elevada (1,35%). Os cenários "após a definição do arranjo técnico do projeto" consideraram como caso-base esta geração de energia com o preço fixo firmado no leilão, sendo conservador.

Em relação ao volume de energia gerada, o projeto está sujeito a variações e incertezas significativas, bem como ao risco para o recurso eólico relacionado à baixa produção estrutural. A este respeito, é importante observar que, de acordo com informações fornecidas pela Eletrobrás²², em 2009 e 2010, o desempenho de geração de energia eólica dos projetos do PROINFA, que representa a única experiência disponível de geração de energia eólica no Brasil, foi significativamente abaixo do volume de energia esperado e vendido por esses empreendimentos. Isso também é confirmado pelos relatórios de monitoramento de geração publicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)²³, para o período de 2007 a Outubro de 2011. Os dados mostram

²² Plano Anual do PROINFA – PAP 2011.

²³ Relatório ONS "Acompanhamento mensal da geração de energia das usinas eólioeletricas com programação e despacho centralizado pelo ONS" e Planilha Excel "Geração Eólicas", Outubro/2011. Documento Boletim_Eolica_out-2011, Disponível em: http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx

que, das treze centrais geradoras eólicas centralmente despachadas, 11 usinas tiveram um fator de capacidade abaixo da projeção original.

Este fraco desempenho pode estar relacionado a duas possíveis razões: (i) a efetiva disponibilidade de recursos, média do vento é menor do que o previsto nas limitadas medições históricas tomadas como base e/ ou (ii) estimativas e previsões muito otimistas desenvolvidas pelos consultores de engenharia (empresas de certificação de vento).

Com base nesses dados, podemos concluir que as receitas crescentes devido à superprodução de energia não é um cenário provável ou esperado, no entanto há risco significativo para a diminuição das receitas devido ao fraco desempenho.

Observando os dados citados anteriormente, percebe-se que, dificilmente, o cenário de geração de receitas acima de 10% do previsto na análise de sensibilidade acontecerá. Mesmo assim para demonstrar quão sólidos são os cenários incluídos na análise de sensibilidade, são também apresentados nessa seção os aumentos necessários no preço e no montante de energia comercializado para a TIR ao acionista atingir o benchmark.

A análise de sensibilidade mostra que é necessária uma receita 35,3% acima do projetado para isso acontecer. Ou seja, ou o preço ou o montante comercializado de energia teriam que possuir em média valores 35,3% acima do projetado durante todo o período de existência do projeto para a TIR ao acionista atingir o benchmark. Dessa forma, percebe-se que é muito improvável que variações na receita tornem a TIR ao acionista maior que o benchmark.

CAPEX

O CAPEX representa a saída de caixa mais importante do empreendimento. No momento do leilão, o CAPEX foi estimado com base no contato com potenciais fornecedores e a experiência da empresa. Após a definição das características técnica, 77% do CAPEX já estavam contratados e o orçamento atual mostra um valor superior em relação ao montante estimado no momento do leilão.

Geralmente, as obras de empreendimentos de infraestrutura acabam custando acima do inicialmente orçado, tendo em vista o acontecimento de eventos imprevisíveis. Dessa forma, o cenário de redução no CAPEX é muito improvável. A análise de sensibilidade mostra que, para o benchmark alcance a TIR ao acionista, é necessário uma redução do CAPEX de 31,8%, um cenário muito improvável.

Custos Operacionais (OPEX)

Os custos operacionais incluem custos de transmissão, taxas setoriais, custos de operação e manutenção, revisão regular e despesas de arrendamento de terras. O resultado da análise de sensibilidade mostra que uma redução de 10% em todos esses custos quando comparado com o caso base não afetam materialmente o retorno do projeto. De fato, mesmo que o custo operacional seja zero, isso não elevaria a TIR ao benchmark.

Assim, é improvável que estes itens possam sofrer modificações que contribuam com um aumento da capacidade de atração econômica e financeira que não é coberta pelo intervalo de variação entre 0% e 10%. Por tanto, o intervalo de variação entre 0 e 10% cobre mais do que os cenários prováveis.

A análise de sensibilidade demonstra que as Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I não são atrativas financeiramente, porque a taxa interna de retorno do projeto (TIR) é menor que o benchmark em todos os cenários analisados.

A ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade indica que:

“Se após a análise de sensibilidade é concluído que a atividade proposta do projeto MDL é improvável de ser a



mais atrativa financeiramente ou se é improvável ser atrativo financeiramente, então prossiga para o Passo 4 (Análise da prática comum).”

Dessa forma, como a análise de sensibilidade evidenciou que a atividade proposta não é atrativa do ponto de vista financeiro, deve-se prosseguir para o Passo 4 (Análise da prática comum).

Passo 3. Análise de barreiras

Este item não será considerado. **Ir para o Passo 4**

Passo 4. Análise da Prática Comum

Sub-passo 4a. Analisar outras atividades similares à atividade de projeto proposta:

De acordo com o sub-passo 4.a da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, versão 06.0.0, projetos são considerados similares se estão no mesmo país/região e/ou contam com tecnologias semelhantes, são de escalas similares, são comparáveis em relação ao ambiente regulatório, ao ambiente de investimento, ao acesso a tecnologia, ao acesso ao financiamento, etc.

Considerando o conceito acima e a “Ferramenta para Demonstração e Avaliação de Adicionalidade”, o passo a passo da abordagem para demonstrar se a atividade de projeto representa uma prática comumente adotada no país é apresentado abaixo:

Passo 01: Capacidade Instalada (Escala)

A “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, versão 06.0.0, parágrafo 47, passo 01 define que os participantes do projeto devem aplicar o intervalo aplicável de +/- 50% de configuração ou capacidade instalada da atividade do projeto proposta. Assim, a escala de potência aplicada para essa atividade de projeto é de 10,8 MW a 44,6 MW. Baseado nessa recomendação, 387 usinas de geração de energia foram identificadas entre pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas, termelétricas, usinas a biomassa e hidrelétricas²⁴.

Passo 02: Identificação de atividades de projeto desenvolvidas como projetos de MDL

O passo 02 da Ferramenta requer que os participantes do projeto identifiquem na área geográfica aplicável dentro da escala da atividade de projeto calculada no passo 01, as usinas que iniciaram operação antes da data de início da atividade de projeto, excluindo as atividades de projeto registradas como projetos de MDL ou que estão em processo de validação. Dentre as 387 usinas em operação identificadas no passo 01, 94 estão sendo desenvolvidas como atividades de projetos de MDL (registrados ou em validação) e 14 tiveram início de operação comercial depois do início de operação comercial da atividade de projeto.

Seguindo a Ferramenta, essas usinas foram excluídas da análise da prática comum. Assim, $N_{all} = 279$. A tabela abaixo apresenta as usinas dentro da escala de potência aplicável e as excluídas, conforme o passo 02.

²⁴ A lista completa das plantas na planilha do Excel “Análise Prática Comum” foi disponibilizada aos auditores.

Tabela 12: Usinas em operação dentro da escala aplicável, segundo a ANEEL²⁵

Fonte Energia/ Combustível	Quantidade de usinas na faixa de potência	Usinas MDL	Usinas com início de operação comercial depois da data de início do projeto	Nall
CGH	0	0	0	0
EOL	19	6	5	8
PCH	132	62	4	66
SOL	0	0	0	0
UHE	47	1	0	46
UTE	189	25	5	159
UTN	0	0	0	0
Total	387	94	14	279

Passo 03: Identificação de tecnologias diferentes

A “Ferramenta para Demonstração e Avaliação de Adicionalidade”, versão 06.0.0, parágrafo 47, passo 03, estabelece que os participantes do projeto devem identificar aquelas usinas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto. A ferramenta reconhece que tecnologias diferentes são tecnologias que entregam o mesmo resultado e diferem em pelo menos uma das seguintes opções:

- (a) **Fonte Energia/Combustível;**
- (b) Estoque de abastecimento;
- (c) Tamanho da instalação (...);
- (d) Ambiente de investimento no momento da tomada de decisão de investimento, envolvendo:
 - i) Acesso a tecnologia;
 - ii) Subsídios ou outros fluxos financeiros;
 - iii) Políticas Promocionais;**
 - iv) Regulação Legal.
- e) Outras características, entre elas:
 - Custo unitário do resultado (custos unitários são considerados diferentes se eles diferem pelo menos 20%).

Como demonstrado na tabela 12, das 279 usinas identificadas após a aplicação dos Passos 1 e 2 da Ferramenta, 271 tem fonte energética diferente da atividade de projeto. Portanto, existem somente oito usinas eólicas em operação comercial com capacidade instalada entre 10,8 MW e 44,6 MW que não são projetos de MDL e tem início da operação comercial antes da data de início da atividade de projeto.

De acordo com o Passo 03 da ferramenta, diferentes tecnologias também são identificadas como aquelas implementadas em um ambiente de investimento diferente na data da decisão do investimento da atividade de projeto.

Todas as oito Centrais Geradoras Eólicas com capacidade instalada dentro da escala de potência das Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I contaram com subsídios e incentivos do PROINFA²⁶. O PROINFA é um programa do governo federal que define linhas atrativas de tarifa para investimentos em energias renováveis não convencionais como biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas²⁷. Além de tarifas atrativas, o PROINFA oferece um pacote de financiamento especial do BNDES e contratos de longo prazo (PPAs) de 20 anos com a empresa estatal Eletrobrás. Os PPAs assinados com a

²⁵ Fonte: ANEEL. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acessado em 24 de novembro de 2011.

²⁶ Documento “Empreendimentos Contratados-PROINFA-Contratos”. Disponível em:

<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm#Dados>. Acessado em 24 de Novembro de 2011.

²⁷ Fonte: MME Portaria 45, de 30 março de 2004. Pág. 01 (artigo 2º - Anexo II).

Fonte: PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Eletrosul), Slide 05.

Fonte: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>. Acessado em 29 de novembro de 2011.

Eletrobrás garantem para o investidor, pelo menos 70% da energia contratada durante toda a duração do contrato.

Portanto, o programa oferece mecanismos importantes para proteger os investidores contra as oscilações de vento e das condições de mercado²⁸ que são substancialmente diferentes das condições identificadas para a atividade de projeto, como descrito na seção B.5.

Seguindo o Plano Nacional de Mudanças Climáticas (página 33)²⁹, o programa PROINFA que foi estabelecido em 2001/2002 como o primeiro incentivo a investimento para energias renováveis complementares, foi substituído por leilões específicos para a compra de fontes alternativas de energia bem como pelas condições especiais oferecidas nos mercados liberalizados. Esta política de eliminar progressivamente o PROINFA o limitou a projetos que foram contratados antes de 29 de abril de 2004, conforme definido pelo Decreto Nacional 4.541³⁰. Como o início da atividade de projeto é muito mais tarde, em 18 de Agosto de 2011, a atividade de projeto foi desenvolvida de acordo com o Novo Ambiente Regulatório e não no âmbito do programa PROINFA. Para mais detalhes, por favor, consulte a descrição do Novo Ambiente Regulatório no sub-passo 1b.

Portanto, existem somente 08 usinas que geram eletricidade com a mesma fonte energética e que estão dentro da escala de potência aplicável a atividade de projeto no país, no entanto elas contam com os incentivos atrativos do PROINFA. Esses oito projetos somente foram materializados com arranjos contratuais especiais, melhores das condições de financiamento e acesso privilegiado a tecnologias eólicas, que eram ainda uma opção tecnológica incipiente naquele momento. Por essa razão, as usinas eólicas que contam com subsídios e incentivos do PROINFA não podem ser comparadas com as Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragon I.

A tabela abaixo mostra as usinas eólicas em operação no Brasil dentro da escala da capacidade instalada da atividade de projeto.

Tabela 13: CGEs com capacidade instalada aplicável ao projeto

Usinas eólicas em operação	Capacidade Instalada (MW)	Políticas Promocionais - PROINFA
Parque Eólico de Beberibe	25,6	X
Praia do Morgado	28,8	X
Volta do Rio	42	X
Eólica Praias de Parajuru	28,8	X
Pedra do Sal	18	X
Parque Eólico Enacel	31,5	X
Taíba Albatroz	16,5	X
Rio do Ouro	30	X

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, versão 06.0.0, a proposta da atividade de projeto é uma “prática comum” dentro de um setor aplicável na área geográfica se ambas as condições são cumpridas: (a) o fator F é maior que 0,2 e (b) $N_{all} - N_{diff}$ é maior que 3. A tabela abaixo mostra que essas condições não são aplicáveis ao projeto.

²⁸Fonte: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/programa/resolproinfa.pdf>. Acessado em 29 d Novembro de 2012.

²⁹ Disponível em: <http://www.forumclima.org.br/index.php/biblioteca/documentos-fbmc>

³⁰ Artigo 08 do Decreto Nacional 4.541, de 22 de Dezembro de 2012.

Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2002/d4541.htm

Tabela 14: Parâmetros e valores aplicados na análise da prática comum

Parâmetros	Valores/Resultados
N_{all}	279
N_{dif}	279
$F = 1 - (N_{dif}/N_{all})$	0
$N_{all} - N_{dif}$	0

Portanto, a atividade de projeto proposta não é pratica comum dentro do setor identificado no Brasil.

Sub-passo 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

As informações fornecidas no sub-passo 4a evidenciam que, em um país com dimensões continentais como o Brasil, projetos como as CGEs Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I não são considerados prática comum.

De acordo com a metodologia ACM0002, versão 13.0.0, se os Sub - passos 4a e 4b foram satisfeitos, (i) atividades similares não podem ser observadas ou (ii) atividades similares são observadas, mas distinções essenciais entre a atividade do projeto e as atividades similares podem ser razoavelmente explicadas, então a proposta da atividade do projeto é adicional.

SATISFEITO/APROVADO – O Projeto é ADICIONAL**B.6. Redução de Emissões****B.6.1. Explicação da escolha metodológica**

Conforme a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), as reduções de emissões (ER_y) são calculadas como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad \text{Equação 01}$$

Onde:

ER_y = Reduções de Emissões no ano y (tCO_2e/ano);

BE_y = Emissões de Linha de Base no ano y (tCO_2/ano);

PE_y = Emissões do Projeto no ano y (tCO_2e/ano).

Cálculo do BE_y (Emissões de Linha de Base no ano y (tCO_2/ano))

A metodologia de linha de base ACM0002, versão 13.0.0, estabelece que as emissões de linha de base incluam somente as emissões de CO_2 provenientes da geração de eletricidade através de plantas que geram eletricidade a partir da queima de combustíveis fósseis que são deslocadas a partir da atividade do projeto. A metodologia assume que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis de linha de base teria sido gerada por usinas de energia existentes interligadas ao sistema e pela adição de novas plantas conectadas à rede. As emissões de linha de base são calculadas como segue:

$$BE_y = EG_{PJ, y} * EF_{grid, CM, y} \quad \text{Equação 02}$$

Onde:

BE_y = Emissões de Linha de Base no ano y (tCO_2/ano)

$EG_{PJ, y}$ = Quantidade de energia líquida que é produzida e despachada à rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano)

$EF_{grid, CM, y}$ = Margem Combinada do fator de emissão de CO_2 , para geração de energia conectada à rede no ano y calculada utilizando a mais recente “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade” (tCO_2/MWh).

Se a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina/unidade de energia renovável conectada à rede em um local onde nenhuma usina renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (novas usinas de energia renovável ou “greenfield”), então:

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

Equação 03

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de energia líquida que é produzida e despachada à rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano)

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de energia líquida fornecida pela usina/unidade do projeto à rede no ano y (MWh/ano).

O Fator de Capacidade do Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I foi considerado para efeitos de cálculo ex-ante para a variável $EG_{facility,y}$.

Para o cálculo do $EF_{grid,CM,y}$ serão utilizados os dados fornecidos pela Autoridade Nacional Designada Brasileira (AND), que disponibiliza os dados dos fatores de emissão da margem de operação por análise de despacho dos dados e os fatores de emissão da margem de construção através do uso da ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade. Caso a AND brasileira deixe de publicar esses dados durante o período de monitoramento, eles serão calculados pelos participantes do projeto.

A seguir, são discutidos os passos recomendados pela “*Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema de eletricidade*”, versão 02.2.1.

Passo 1: Identificar o sistema relevante de energia elétrica

O Sistema Interligado Nacional é definido como relevante para a atividade de projeto de geração de energia conectada à rede, conforme recomendado pela AND³¹, através da resolução nº 08 de maio de 2008.

A AND brasileira definiu que o Sistema Interligado Nacional deve ser considerado como um sistema único e que essa configuração será válida para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ usados para estimar as reduções de emissão de gases de efeito estufa em projetos de MDL de geração de energia conectados à rede. Essa definição será aplicada ao Projeto Corredor dos Senandes.

Passo 2: Escolher sobre a inclusão de plantas fora do sistema de energia elétrica do projeto

Participantes do projeto devem escolher entre duas opções para calcular o fator de emissão da margem de operação e da margem de construção:

Opção I: Somente usinas ligadas a rede são incluídas no cálculo;

Opção II: Usinas ligadas a rede e fora dela são incluídas no cálculo.

A opção I foi escolhida para a atividade do projeto, uma vez que os fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção calculados pela AND brasileira, ou que por ventura vierem a ser calculados pelo desenvolvedor do projeto, estão baseados em dados de usinas conectadas à rede.

³¹ Fonte: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf. Acesso em 19 de Julho de 2011.

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

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

- (a) Margem de operação simples; ou
- (b) Margem de operação simples ajustada; ou
- (c) Margem de operação por análise dos dados de despacho; ou
- (d) Margem de operação média.

O método escolhido para o cálculo do fator de emissão da margem de operação do Projeto Corredor dos Senandes foi o método de margem de operação por análise dos dados de despacho.

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

O método escolhido para cálculo do fator de emissão da margem de operação do projeto Corredor dos Senandes foi a análise dos dados de despacho.

O cálculo do fator de emissão da Margem de Operação segue o método por Análise dos Dados de Despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) e é calculado e definido pela AND brasileira de acordo com os dados de despacho do ONS - Operador Nacional do Sistema.

Conforme a “*Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema de eletricidade*” para a análise dos dados de despacho (MO) deve ser usado o ano em que a atividade de projeto desloca eletricidade da rede e deve ser atualizado anualmente durante o período de monitoramento. Dessa forma, os dados são *ex-post*.

Os dados da Margem de Operação por Análise de Dados de Despacho para o ano de 2011 serão utilizados para uma estimativa *ex-ante* da geração de RCEs. Todos os dados utilizados para o cálculo do fator de emissão da margem de operação da estimativa *ex-ante* estão apresentados no anexo 3 deste DCP.

Passo 5: Calcular o fator de emissão da margem de construção

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

Opção 1: Para o primeiro período de créditos, calcular o fator de emissão da margem de construção ex ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas, para o grupo de amostragem m, na época da submissão do documento de concepção do projeto de MDL à EOD para validação. Para o segundo período de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base na mais recente informação disponível sobre as usinas já construídas na época da submissão da requisição de renovação do período de créditos pela EOD. Para o terceiro período de créditos, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de créditos deve ser utilizado. Esta opção não requer monitoramento do fator de emissão durante o período de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo aquelas usinas construídas no ano do registro da atividade do projeto ou, se a informação do ano do registro ainda não estiver disponível, incluindo aquelas usinas construídas no ano mais recente do qual a informação está disponível. Para o segundo período de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser calculado *ex-ante*, como descrito na opção acima. Para o terceiro período de créditos, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de créditos deve ser utilizado.

A opção escolhida pelos participantes do projeto foi a Opção 2.

O fator de emissão da margem de construção é calculado pela AND brasileira³² e caso a AND brasileira deixe de publicá-lo durante o período de monitoramento, esse dado será calculado pelos participantes do projeto.

Os dados de margem de construção por Análise de Despacho para o ano de 2011 serão utilizados para uma estimativa *ex-ante* da geração de RCEs, porque são os dados mais recentes disponíveis.

Passo 6: Calcular o fator de emissão da margem combinada

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

- (a) Média ponderada da Margem Combinada; ou
- (b) Margem Combinada simplificada.

A atividade do Projeto Corredor dos Senandes utilizou a opção (a) para o cálculo do fator de emissão da margem combinada.

O fator de emissão da margem combinada é calculado de acordo com a equação a seguir:

$$EF_{grid,CM,y} = W_{OM} * EF_{grid,OM,y} + W_{BM} * EF_{grid,BM,y} \quad \text{Equação 04}$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da Margem de Construção no ano y (tCO₂/MWh)

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da Margem de Operação no ano y (tCO₂/MWh)

W_{OM} = Peso do fator de emissão da Margem de Operação (%)

W_{BM} = Peso do fator de emissão da Margem de Construção (%)

A “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” recomenda que os seguintes valores sejam usados para W_{OM} e W_{BM} :

- Atividades de projeto de geração de energia eólica e solar: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ para o primeiro período de créditos e para os períodos subsequentes.
- Para todos os demais projetos: $W_{OM} = 0,50$ e $W_{BM} = 0,50$ para o primeiro período de créditos e, $W_{OM} = 0,25$ e $W_{BM} = 0,75$ para o segundo e terceiro período de créditos, ao menos que de outra maneira especificado na metodologia aprovada a qual se refere essa ferramenta.

Dessa forma, para o Projeto Corredor dos Senandes foram adotados os seguintes pesos: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$.

Cálculo do PE_y (Emissões do Projeto no ano y (tCO₂e/ano))

De acordo com a metodologia adotada, para a maioria das atividades de projeto de geração de energia renovável, $PE_y = 0$. Contudo, algumas atividades de projeto podem envolver emissões de projeto que podem ser significantes. Estas emissões devem ser contabilizadas como emissões do projeto utilizando a seguinte equação:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad \text{Equação 05}$$

³² Para mais informações: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

Onde:

PE_y = Emissões do Projeto no ano y (tCO_2e)

$PE_{FF,y}$ = Emissões do Projeto pelo consumo de combustível fóssil no ano y (tCO_2)

$PE_{GP,y}$ = Emissões do Projeto pela operação de usinas geotérmicas em função da liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO_2e)

$PE_{HP,y}$ = Emissões do Projeto pelos reservatórios de água de usinas hidrelétricas no ano y (tCO_2e).

Para o Projeto Corredor dos Senandes, $PE_{FF,y}$, $PE_{GP,y}$ e $PE_{HP,y}$ são zero.

Fugas

Nenhuma fuga é considerada. As principais emissões com possibilidade de provocar fugas no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades como a construção de usinas, tratamento de combustível (extração, processamento e transporte). Estas fontes de emissões são negligenciadas, de acordo com a metodologia.

Reduções de Emissões do Projeto

Em resumo, as reduções de emissões do projeto serão calculadas com base na equação 1 desse DCP, onde PE_y é igual zero. Dessa forma, as reduções de emissões do projeto, podem ser calculadas diretamente através da equação 2 deste DCP, onde $ER_y = BE_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y}$.

Como o Projeto Corredor dos Senandes é uma nova central de energia, as reduções de emissões do projeto passam a ser calculadas como a simples multiplicação da eletricidade líquida fornecida pelo projeto à rede e o fator de emissão da margem combinada, onde o fator de emissão da margem de operação será calculado de acordo com o Método de Margem de Operação por Análise dos dados de Despacho e o fator de emissão da Margem de Construção através da opção 2 que considera que este fator deve ser atualizado *ex-post*.

Além disso, serão considerados os pesos de 75% para a Margem de Operação e 25% para a Margem de Construção, que compõe o Fator de Emissão da Margem Combinada.

B.6.2. Dados e parâmetros definidos *ex ante*

De acordo com a metodologia de base consolidada ACM0002, versão 13.0.0, não há dados nem parâmetros que são disponibilizados na validação.

B.6.3. Cálculo *ex ante* de reduções de emissões

Conforme anteriormente exposto, as reduções de emissões do projeto serão calculadas com base na equação 1, onde ambos PE_y e a Fuga devem ser considerados como sendo 0 (zero). Portanto, as reduções de emissões do projeto serão calculadas de acordo com a equação 2, como segue:

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

Equação 2

Onde:

ER_y = Redução de Emissão em um ano y (tCO_2e/ano)

BE_y = Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO_2/ano)

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de energia líquida que é produzida e alimentada à rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano)

$EF_{grid,CM,y}$ = Margem Combinada do fator de emissão de CO_2 , para geração de energia conectada à rede no ano y utilizando a mais recente versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade” (tCO_2/MWh).

Segue abaixo uma descrição do cálculo da energia líquida a ser produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto das CGEs Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I.

Cálculo do $EG_{PJ,y}$

A tabela a seguir apresenta a energia líquida que será produzida pelas Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I.

Tabela 15: Cálculo do $EG_{PJ,y}$

Ano	Corredor dos Senandes II	Corredor dos Senandes III	Corredor dos Senandes IV	Vento Aragano I	Total
	$EG_{PJ,y}$ (MWh/ano)	$EG_{PJ,y}$ (MWh/ano)	$EG_{PJ,y}$ (MWh/ano)	$EG_{PJ,y}$ (MWh/ano)	$EG_{PJ,y}$ (MWh/ano)
2014	45.340	56.693	60.310	61.838	224.181
2015	90.681	113.387	120.621	123.676	448.365
2016	90.681	113.387	120.621	123.676	448.365
2017	90.681	113.387	120.621	123.676	448.365
2018	90.681	113.387	120.621	123.676	448.365
2019	90.681	113.387	120.621	123.676	448.365
2020	90.681	113.387	120.621	123.676	448.365
2021	45.340	56.693	60.310	61.838	224.181
Total	634.766	793.708	844.346	865.732	3.138.552

Premissas:

- Projeção do $EG_{PJ,y}$ foi realizada pressupondo a operação da Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I durante 8.760 horas por ano;
- A geração de energia está projetada de acordo com o fator de capacidade das Centrais Geradoras Eólicas;
- A projeção assumiu 01 de julho de 2014 como data de início do período de crédito (data programada para entrada em operação das Centrais Geradoras Eólicas, conforme cronograma físico de implantação do empreendimento).

Cálculo do Fator de Emissão

O fator de emissão que será utilizado para estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do Projeto Corredor dos Senandes é **0,2454**. A tabela a seguir apresenta um resumo dos principais parâmetros envolvidos no cálculo do fator de emissão.

Tabela 16: Cálculo do $EF_{grid,CM,2011}$

Fator de Emissão	Anual
$EF_{grid,OM}$	0,2920
$EF_{grid,BM}$	0,1056
WOM	0,75
WBM	0,25
$EF_{grid,CM}$	0,2454

Observações:

- As mais recentes informações disponíveis pela Autoridade Nacional Designada Brasileira para anos completos referem-se ao ano de 2011;
- O dado diário para o Fator de Emissão da Margem de Operação está disponível no site do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (www.mct.gov.br).

A estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do projeto é apresentada na tabela abaixo:

Tabela 17: Estimativa Redução de Emissão *ex-ante* para o Projeto Corredor dos Senandes (tCO₂e).

Anos	Redução de Emissão Total (tCO ₂ e)
2014	55.006
2015	110.013
2016	110.013
2017	110.013
2018	110.013
2019	110.013
2020	110.013
2021	55.006
Total	770.090

B.6.4. Resumo da estimativa *ex-ante* das reduções de emissões

Ano	Emissões de linha de base (t CO ₂ e)	Emissões do projeto (t CO ₂ e)	Fuga (t CO ₂ e)	Redução de emissões (t CO ₂ e)
2014	55.006	0	0	55.006
2015	110.013	0	0	110.013
2016	110.013	0	0	110.013
2017	110.013	0	0	110.013
2018	110.013	0	0	110.013
2019	110.013	0	0	110.013
2020	110.013	0	0	110.013
2021	55.006	0	0	55.006
Total	770.090	0	0	770.090
Número total de anos creditáveis	7 anos e 0 (zero) meses.			
Média anual de créditos no período	110.013	0	0	110.013

B.7. Plano de Monitoramento

B.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados

A metodologia de linha de base consolidada para a geração de eletricidade interligada à rede, a partir de fontes renováveis ACM0002, versão 13.0.0, deve ser aplicada em conjunto com a Metodologia de Monitoramento presente na mesma metodologia.

Com base na metodologia aplicada e no que foi descrito no item B.6.1, não há fugas, nem emissões do projeto a serem monitoradas. A medição de energia é essencial para verificar e monitorar as reduções de emissão de GEEs. Faz-se necessário, então, o uso de equipamentos de medição para registrar e verificar a energia gerada pelas unidades. O plano de monitoramento (item B.7.3) permite o cálculo das reduções de emissões de GEEs geradas pela atividade de projeto de maneira direta, aplicando o fator de emissão da margem combinada.

Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por, no mínimo, 2 anos após o fim do último período de creditação. Todas as medições serão conduzidas com equipamentos de medição calibrados de acordo com os padrões industriais brasileiros

Todas as tabelas abaixo estão em conformidade com o modelo de tabela fornecido nas "Orientações para o preenchimento do formulário documento de concepção do projeto" (versão 01.0).

Os seguintes dados e parâmetros serão monitorados:

Dado / Parâmetro	$EG_{\text{facility},y}$
Unidade	MWh/ano
Descrição	Quantidade de geração de energia líquida fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano y.
Fonte do dado	Medidor(es) de energia
Valor(es) aplicados	O valor utilizado para o cálculo das reduções de emissões esperadas é de 448.365 MWh/ano. Este valor é resultado da multiplicação da energia a ser produzida pelas usinas, conforme os fatores de capacidade, por 8.760 (total de horas no ano).
Métodos de medição e procedimentos	Os seguintes parâmetros devem ser medidos: (i) A quantidade de eletricidade fornecida pela planta/unidade do projeto para a rede; e (ii) A quantidade de eletricidade entregue à planta/unidade do projeto pela rede. A quantidade de energia fornecida pelo projeto das usinas/ unidades para a rede e a energia fornecida a partir da rede para o projeto será medido por dois medidores de energia bidirecionais (um principal e um retaguarda), localizado na Subestação Quinta. Medidores de energia Classe 2S serão utilizados em acordo com o estabelecido nos Procedimentos de Rede definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)³³ e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A calibração dos medidores será feita de acordo com os Procedimentos de Rede da ONS (Submodulo 12.3). As informações desses medidores poderão ser confrontadas com informações de geração fornecidas pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Medição contínua e arquivamento, no mínimo mensal, serão as frequências do monitoramento. A quantidade de energia líquida fornecida para a rede pela usina é registrada a cada 5 minutos.
Frequência de monitoramento	Medição contínua e arquivamento, no mínimo, mensal.
Procedimentos de Garantia de Qualidade / Controle de Qualidade	O nível de incerteza destes dados é baixo. Eles serão utilizados para calcular as reduções de emissão. Os dados de energia gerada serão monitorados pelos participantes do projeto e contra-checados com informações fornecidas pela CCEE. Este processo de contra-cheragem será realizado mensalmente pela equipe do empreendedor do projeto ou pelo agente terceirizado determinado durante a fase de operação. Além disso, as informações de geração também podem ser checadas com registros de energia vendida. O medidor principal da planta tem um respectivo medidor retaguarda. Caso o medidor principal falhe, o retaguarda fará o registro da eletricidade. Mais detalhes relacionados aos procedimentos de medição são descritos no item B.7.3.
Finalidade dos dados	Linha de base do projeto.
Comentário Adicional	-

³³ Disponível em: http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão da margem combinada da geração de energia conectada à rede no ano y utilizando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Fonte do dado	Fator de emissão <i>ex-post</i> será calculado pela Enerbio Consultoria através de dados da ONS fornecidos pela AND brasileira. As variáveis $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$, necessárias para o cálculo de $EF_{grid,CM,y}$, serão também monitoradas e calculadas pela AND Brasileira. O $EF_{grid,CM,y}$ anual será calculado através de uma média simples dos valores mensais fornecidos pela AND Brasileira em seu site.
Valor(es) aplicados	O valor do Fator de Emissão de CO ₂ da Margem Combinada ($EF_{grid,CM,y}$) que foi usado para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões do Projeto é 0,2454, de acordo com os dados do Sistema Interligado Nacional, publicado pela AND Brasileira. A frequência de monitoramento é de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Métodos de medição e procedimentos	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Frequência de monitoramento	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Procedimentos de Garantia de Qualidade / Controle de Qualidade	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”. O nível de incertezas para estes dados é baixo.
Finalidade dos dados	Linha de base do projeto.
Comentário Adicional	-

B.7.2. Plano de Amostragem

Não aplicável.

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

O Plano de Monitoramento está elaborado de acordo com a Metodologia de Monitoramento apresentada na metodologia de linha de base consolidada para a geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis ACM0002, versão 13.0.0.

Os responsáveis pelo monitoramento das informações estão listados abaixo.

Responsabilidades

- Equipe das CGEs Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I: responsável pelas atividades referentes à operação das Centrais Geradoras Eólicas e por coletar as informações diretamente nos medidores.
- Agente Terceirizado: Parte da atribuição de medição e de operação poderá ser terceirizada com a contratação de um Agente de Medição. Nesse caso, a equipe das CGEs Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I serão responsáveis pelo acompanhamento do trabalho realizado pela empresa terceirizada.

- Enerbio Consultoria: responsável por calcular as reduções de emissões de gases do efeito estufa.

O projeto terá um medidor principal e um medidor retaguarda (ambos bidirecionais), localizado na subestação, para medir a energia líquida e a energia fornecida a partir da rede para o projeto.

Descrição do Processo

I – Procedimento de Coleta dos Dados de Geração

As medições da energia gerada e fornecida para a rede serão monitoradas eletronicamente através do uso de equipamentos medidores na planta. O departamento de medição monitorará continuamente a eletricidade fornecida para a rede ($EG_{facility}$) acompanhando automaticamente e armazenando os dados dos medidores (principal e retaguarda). Os dados armazenados nos medidores também são coletados, remotamente e automaticamente pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE da CCEE, através do acesso direto aos medidores dos participantes do projeto. Esses dados coletados são processados no SCDE para a contabilização da eletricidade pela CCEE e estão disponíveis para todos os participantes do mercado de energia.

Todos os medidores relacionados ao projeto são modelo ION 8600C.

II– Armazenamento dos Dados:

A informação de geração serão eletronicamente armazenados pelo Departamento de Operação e Manutenção. A fim de assegurar que os dados relevantes de geração sejam adequadamente armazenados e protegidos, a área de Tecnologia da Informação realizará um backup seguro para todos os dados do empreendimento através de um servidor de backup de dados. Seguindo esses procedimentos, os participantes do projeto asseguram que todos os dados relevantes serão arquivados e mantidos por, no mínimo 2 anos após o fim do último período de creditação ou da última emissão de RCEs, o que ocorrer mais tarde.

III – Confronto das informações internas de geração com os relatórios de uma terceira parte:

Mensalmente, as informações serão confrontadas com entidades externas (CCEE - Câmara de Comercialização de Energia ou ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico). Além disso, as informações de geração também podem ser checadas com registros de energia vendida.

IV - Procedimento para Controle dos Dados de Geração

Os dados de geração coletados e registados pelos participantes do projeto podem ser cruzados mensalmente com as leituras de energia realizadas pela CCEE. Relatório e faturas da CCEE fornecem informações da energia bruta, perdas até o ponto de entrega e energia líquida fornecida à rede. Além disso, como um procedimento adicional de GQ/CQ, os dados de geração podem ser cruzados com os registros de energia vendida, se necessário.

A CCEE lê a eletricidade gerada pela usina remotamente via telemetria. Se algum problema com os dados de transmissão ocorrer, os dados de geração de eletricidade podem ser enviados quando o sistema se restabelecer. Se o sistema não funcionar, um profissional técnico será enviado para o local e os dados poderão ser obtidos diretamente dos medidores.

V – Exatidão dos medidores e procedimentos de calibração

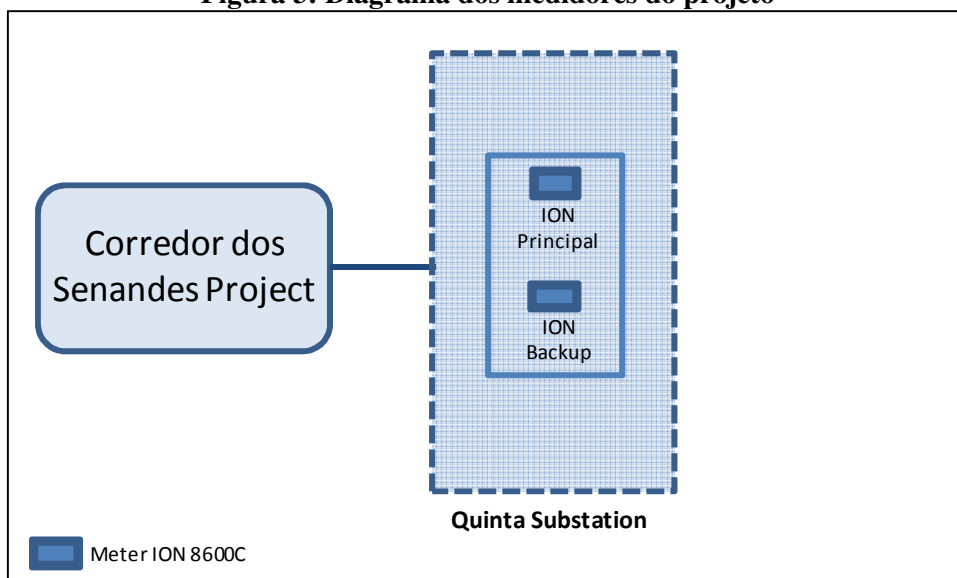
Em relação à classe de exatidão dos medidores de energia, eles atenderão todas as exigências metrológicas previstas no *Regulamento Técnico Metrológico – RMT* para a classe 0.2 dos medidores de energia, aprovados pelo INMETRO.

A calibração dos medidores de energia é regulada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e será conduzida por uma organização qualificada em conformidade com as normas e padrões nacionais industriais para garantir a precisão. O procedimento de Rede da ONS (Submódulo 12.3) estabelece a frequência de calibração e outros procedimentos de manutenção. Até o momento da realização deste DCP, a frequência de calibração dos medidores é de no máximo dois anos, mas no caso de alguma mudança ocorrer nesses Procedimentos de Rede da ONS, os participantes do projeto devem seguir as regras das organizações relevantes do setor (ONS, ANEEL, CCEE).

Localização dos Medidores

O Projeto Corredor dos Senandes contará com medidor um principal e um medidor retaguarda, localizados na Subestação de Quinta de propriedade da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, para medir a energia líquida e a energia entregue a partir da rede para o projeto. Todos os medidores relacionados ao projeto são modelo ION 8600C (nível de precisão – classe 0,2).

Figura 3: Diagrama dos medidores do projeto



Fatores de emissão

O cálculo de redução de emissões para o projeto será realizado pela Enerbio Consultoria. Os fatores de emissão serão calculados a cada ano, conforme descrito no item B.6.1. Para o cálculo dos fatores de emissão será utilizados dados fornecidos pelo Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação MCTI, (www.mct.gov.br), instituição que preside a AND brasileira. Caso AND Brasileira deixe de publicar esses dados, durante o período de monitoramento, eles serão calculados pelos participantes do projeto.

Cálculo das reduções de emissões do Projeto

A Enerbio Consultoria será responsável pelos cálculos de redução de emissões no período de monitoramento da atividade de projeto. O cálculo de redução de emissões seguirá as equações descritas nesse DCP.

Período de Arquivamento

Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados e mantidos por no mínimo 2 anos após o fim do período de creditação.

SEÇÃO C. Duração e período de crédito**C.1. Duração da atividade do projeto****C.1.1. Data de início da atividade do projeto**

18/08/2011 é a data em que os empreendedores do projeto comercializarão a energia que será produzida pelas usinas no leilão de Energia de Reserva de 2011, regulado pela ANEEL.

Para definir a data de início da atividade do projeto, deve ser considerada a data em que o participante do projeto se compromete com as despesas relacionadas com a implantação ou construção da atividade do projeto. A venda da energia a partir dos projetos no leilão comprometeu os empreendedores do projeto a uma série de obrigações relacionadas com a implantação do projeto.

O item B.5 deste DCP apresentou informações adicionais sobre a definição do início da atividade do projeto e uma tabela com linha de tempo que mostra todas as ações tomadas para assegurar o status de Projeto de MDL para as Centrais Geradoras Eólicas Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I.

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

20 (vinte) anos e 0 (Zero) meses

C.2. Período de crédito da atividade do projeto**C.2.1. Tipo do período de crédito**

Este é o primeiro período de crédito e a atividade de projeto usará período de crédito renovável.

C.2.2. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

01/07/2014³⁴ ou data de registro do projeto (o que for mais tarde).

C.2.3. Duração do primeiro período de obtenção de créditos

7 (sete) anos e 0 (zero) meses.

SEÇÃO D. Impactos Ambientais**D.1. Análise dos impactos ambientais**

A crescente preocupação global com o uso sustentável dos recursos naturais está levando a uma necessidade de práticas mais rigorosas de gerenciamento ambiental dos empreendimentos. Cada vez mais, isso está se refletindo na legislação e nas políticas dos países. No Brasil a situação não é diferente. O licenciamento é um dos instrumentos de gestão ambiental estabelecidos pela Lei Federal, 6938/81, também conhecida como Lei da Política Nacional do Meio Ambiente. O licenciamento ambiental é o procedimento pelo qual a administração pública, por intermédio do órgão ambiental competente, analisa a proposta apresentada para o empreendimento e o legitima, considerando as disposições legais e regulamentares aplicáveis e sua interdependência com o meio ambiente, emitindo a respectiva Licença.

O licenciamento ambiental no Estado do Rio Grande do Sul é realizado pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler (FEPAM) vinculada a Secretaria Estadual de Meio Ambiente do Rio Grande do Sul (SEMA). Assim, a FEPAM é a responsável legal pelo processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos no Estado. Tal procedimento tem início com o Relatório Ambiental Simplificado (RAS) realizado pelo empreendedor conforme solicitado pela FEPAM.

³⁴ Data prevista para o início da operação comercial das CGEs Corredor dos Senandes II, III, IV e Vento Aragano I, de acordo com cronograma do projeto.

Verificada a viabilidade ambiental, o empreendimento deve passar por três fases para obter todas as licenças necessárias para o seu funcionamento. Segundo art. 56 da Lei Estadual n° 11.520 de 03 de agosto de 2000 - que institui o Código Estadual do Meio Ambiente - o órgão ambiental expedirá as seguintes licenças:

I - Licença Prévia (LP): emitida na fase preliminar, de planejamento do empreendimento ou atividade, contendo os requisitos básicos a serem atendidos pelo empreendedor.

II - Licença de Instalação (LI): autoriza o início da implantação do empreendimento ou atividade, de acordo com as condições e restrições da LP e demais exigências do órgão ambiental.

III - Licença de Operação (LO): autoriza, após as verificações necessárias, o início da operação do empreendimento ou da atividade.

O projeto possui, até o momento de elaboração deste DCP, as seguintes licenças ambientais concedidas:

- Licença Prévia nº 00149/2011-DL concedida pela FEPAM em 08 de Fevereiro de 2011;
- Licença Prévia nº 00768/2011-DL concedida pela FEPAM em 12 de Julho de 2011;
- Licença de Instalação nº 1258/2012, concedida pela FEPAM em 23 de Outubro de 2012.

D.2. Avaliação do impacto ambiental

Os impactos ambientais foram identificados a partir do RAS (Relatório Ambiental Simplificado) e foram mensurados de acordo com as fases de implantação e operação do empreendimento. Partindo dessa premissa, considerou-se os principais impactos nos meios físicos, bióticos e antrópico da região na área de abrangência do projeto, garantindo assim, o enfoque local e regional da análise ambiental.

O Projeto Corredor dos Senandes apresenta impactos positivos e negativos durante as fases de implantação e operação do empreendimento, sendo os impactos positivos mais significativos. Segundo o RAS, na fase de implantação dentre os impactos negativos estão: emissão de ruído, a emissão de poluentes atmosféricos, alteração de paisagem, alteração da vegetação e o atropelamento de fauna. Dentre os impactos positivos do projeto estão: desenvolvimento econômico da região do empreendimento, geração de empregos, incremento de infra-estrutura, incremento de receitas tributárias e descoberta e valorização de patrimônio arqueológico.

Na fase de operação, alguns dos possíveis impactos negativos são: ruído, possibilidade de perturbação nas rotas migração de aves e quirópteros, colisão de aves com aerogeradores e eletrocussão de aves com a linha de transmissão. E os impactos positivos são: desenvolvimento regional, geração de empregos, e o incremento das receitas tributárias e territoriais.

Os programas de mitigação dos impactos ambientais realizados durante as diferentes fases de implantação e operação do empreendimento eólico nos meios físico, antrópico e biótico buscam minimizar os impactos negativos e maximizar os impactos positivos do empreendimento, para que a sua construção possa ocorrer da forma mais equilibrada possível. As turbinas eólicas do projeto apresentarão uma das maiores capacidade unitárias deste tipo de projeto no Brasil. Portanto, o espaço de terra necessário para a implantação do projeto é reduzido e o impacto ambiental no meio físico é minimizado.

As tabelas a seguir apresentam alguns dos possíveis impactos que ocorrerão na fase de implantação e as medidas adotadas para a mitigação.

Tabela 18: Impactos na fase de implantação – Meio Físico

	Impactos	Mitigação e Monitoramento
Ruído	A circulação de maquinário pode aumentar o nível de ruído	Programa de Educação Ambiental Monitoramento de emissão de ruído
Ar	Aumento da poeira no ar pela movimentação de máquinas para construção de vias e pátios de manobra	Programa de Educação Ambiental Monitoramento de emissão de poluentes atmosféricos
Solo	Movimentação e alteração da estrutura do solo nos locais afetados pelas obras	Programas de Restauração de Áreas Degradadas Programa de Controle da Erosão do Solo
Paisagem	Modificação da paisagem natural pela construção da infraestrutura do Parque Eólico	Programa de Restauração de Áreas Degradadas
Recursos Hídricos	Aporte de sedimentos nos corpos de água pela construção de estradas	Programas de Restauração de Áreas Degradadas Programa de Controle da Erosão do Solo

Tabela 19: Impactos na fase de implantação – Meio Biótico

	Impactos	Mitigação e Monitoramento
Fauna	Perda de habitats terrestres e aquáticos para todos os grupos da fauna	Programas de Monitoramento da Mastofauna, Avifauna e da Herpetofauna <i>Fase Pré Implantação e Implantação</i>
	Intervenção e perturbação de hábitos de alimentação e deslocamento da fauna em geral.	
	Atropelamento de Mamíferos, répteis, anfíbios e aves.	Programa de Educação Ambiental Programas de Monitoramento da Fauna em geral <i>Fase Pré Implantação e Implantação</i>
	Aumento da Caça e Pesca	
	Destruição de ninhos no solo	Programas de Monitoramento da Avifauna <i>Fase Pré Implantação e Implantação</i>
Flora	Alteração da vegetação herbácea, terrestre e aquática, na construção das vias.	Programas de Restauração de Áreas Degradadas

Tabela 20: Impactos na fase de implantação – Meio Antrópico

	Impactos	Mitigação e Monitoramento
Socioeconômico	Desenvolvimento econômico	Programa de Comunicação Social
	Geração de emprego	
	Crescimento Mercado Imobiliário e Construção Civil	
	Incremento na Infraestrutura	
	Incremento da receita tributária	
	Aumento da circulação de veículos	Programa de Educação Ambiental Programa de Comunicação Social
	Alteração da Paisagem	Programa de Educação Ambiental Estudo de impacto à paisagem
Patrimônio Arqueológico	Geração de material particulado e ruído	Programa de Educação Ambiental
	Possível descoberta do patrimônio arqueológico existente na área do Parque Eólico	Programa de Levantamento Arqueológico
	Possível dano do patrimônio arqueológico existente na área do Parque Eólico	

O Relatório Ambiental Simplificado com todos os impactos e programas de mitigação está disponível à EOD que validará o projeto.

MDL – Conselho Executivo**SEÇÃO E. Consulta aos Atores Locais****E.1. Solicitação de Comentários dos Atores Locais**

De acordo com a Resolução de nº 07 de 05/2008³⁵, publicada pela Autoridade Nacional Designada (AND) Brasileira, as partes interessadas no projeto devem ser convidados para realizar comentários sobre o projeto de MDL.

Assim, foram enviadas cartas-convites aos seguintes atores locais:

Estaduais e Nacionais

1. Ministério Público do Estado do Rio Grande do Sul
2. Ministério Público Federal
3. Secretaria Estadual do Meio Ambiente (SEMA)
4. Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler (FEPAM) - Órgão Ambiental Estadual
5. Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – FBOMS

Município de Rio Grande

6. Prefeitura Municipal de Rio Grande
7. Câmara Municipal de Vereadores de Rio Grande
8. Secretaria Municipal do Meio Ambiente
9. Sindicato dos lojistas do Comercio de Rio Grande

Além das cartas enviadas aos atores locais, o DCP foi disponibilizado a comentários públicos para os agentes locais no site www.grupoenerbio.com.br.

E.2. Resumo dos comentários recebidos

A atividade de projeto recebeu apenas um comentário. Em 15 de dezembro de 2011, a Secretaria de Meio Ambiente de Rio Grande enviou por e-mail a sua posição sobre o projeto. De acordo com a Secretaria de Meio Ambiente, Rio Grande é uma cidade que oferece boas condições para receber o projeto. A Secretaria mencionou que o projeto proporcionará impactos positivos e negativos, sendo os impactos positivos mais significativos.

A Secretaria de Meio Ambiente também destaca que o empreendedor do projeto irá desenvolver programas ambientais para assegurar a qualidade ambiental, com o objetivo de cumprir com os requisitos da FEPAM e da regulamentação aplicável.

E.3. Relatórios considerados de comentários recebidos

A Enerbio Consultoria respondeu o e-mail à Secretaria de Meio Ambiente de Rio Grande. Depois disso, o comentário foi enviado para os empreendedores do projeto e adicionado ao PDD.

Este comentário não requer nenhuma ação específica.

SEÇÃO F. Aprovação e Autorização

A AND brasileira só emite carta de aprovação para Projetos de MDL após a emissão do relatório de validação.

³⁵ Fonte: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23744.pdf. Acesso em 28 de outubro de 2011.

**Apêndice 1: Informação de contato dos participantes do projeto**

Nome da organização	ENERBIO CONSULTORIA LTDA - ME
Rua/Cx.postal	Germano Petersen Junior, 101/706
Edifício	America Work Center
Cidade	Porto Alegre
Estado/Região	Rio Grande do Sul
CEP	90540-140
País	Brasil
Telefone	55 51 3392-1500
FAX	55 51 3392-1500
E-Mail	eduardo@enerbio-rs.com.br
URL	www.grupoenerbio.com.br
Pessoa de contato	Eduardo Baltar de Souza Leão
Título	Diretor
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Leão
Nome do meio	Baltar de Souza
Primeiro nome	Eduardo
Departamento	Não Aplicável
Celular	
FAX Direto	55 51 3392 1500
Telefone Direto	55 51 3392 1505
E-mail Pessoal	eduardo@enerbio-rs.com.br



Nome da organização	OEA EÓLICA CORREDOR DO SENANDES 2 LTDA.
Rua/Cx.postal	Avenida das Nações Unidas, 4777, Alto de Pinheiros
Edifício	
Cidade	São Paulo
Estado/Região	São Paulo
CEP	05477-000
País	Brasil
Telefone	55 11 3025 7283
FAX	55 11 3025 7730
E-mail	rpatucci@odebrecht.com
URL	
Pessoa de contato	Renato Augusto Patucci
Título	RP Planejamento / Interface
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Patucci
Nome do meio	Augusto
Primeiro nome	Renato
Departamento	
Celular	
FAX Direto	55 53 3293 7605
Telefone Direto	55 53 3293 7605
E-mail Pessoal	rpatucci@odebrecht.com



Nome da organização	OEA EÓLICA CORREDOR DO SENANDES III LTDA.
Rua/Cx.postal	Avenida das Nações Unidas, 4777, Alto de Pinheiros
Edifício	
Cidade	São Paulo
Estado/Região	São Paulo
CEP	05477-000
País	Brasil
Telefone	55 11 3025 7283
FAX	55 11 3025 7730
E-mail	rpatucci@odebrecht.com
URL	
Pessoa de contato	Renato Augusto Patucci
Título	RP Planejamento / Interface
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Patucci
Nome do meio	Augusto
Primeiro nome	Renato
Departamento	
Celular	
FAX Direto	55 53 3293 7605
Telefone Direto	55 53 3293 7605
E-mail Pessoal	rpatucci@odebrecht.com



Nome da organização	OEA EÓLICA CORREDOR DO SENANDES IV LTDA.
Rua/Cx.postal	Avenida das Nações Unidas, 4777, Alto de Pinheiros
Edifício	
Cidade	São Paulo
Estado/Região	São Paulo
CEP	05477-000
País	Brasil
Telefone	55 11 3025 7283
FAX	55 11 3025 7730
E-mail	rpatucci@odebrecht.com
URL	
Pessoa de contato	Renato Augusto Patucci
Título	RP Planejamento / Interface
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Patucci
Nome do meio	Augusto
Primeiro nome	Renato
Departamento	
Celular	
FAX Direto	55 53 3293 7605
Telefone Direto	55 53 3293 7605
E-mail Pessoal	rpatucci@odebrecht.com



Nome da organização	OEA EÓLICA VENTO ARAGANO I LTDA.
Rua/Cx.postal	Avenida das Nações Unidas, 4777, Alto de Pinheiros
Edifício	
Cidade	São Paulo
Estado/Região	São Paulo
CEP	05477-000
País	Brasil
Telefone	55 11 3025 7283
FAX	55 11 3025 7730
E-mail	rpatucci@odebrecht.com
URL	
Pessoa de contato	Renato Augusto Patucci
Título	RP Planejamento / Interface
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Patucci
Nome do meio	Augusto
Primeiro nome	Renato
Departamento	
Celular	
FAX Direto	55 53 3293 7605
Telefone Direto	55 53 3293 7605
E-mail Pessoal	rpatucci@odebrecht.com

Apêndice 2: Afirmação sobre financiamento público

Nenhum financiamento público proveniente de países do Anexo I foi utilizado neste projeto.

Apêndice 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada

Não aplicável.

Apêndice 4: Informações gerais complementares sobre cálculo ex ante das reduções de emissões**INFORMAÇÃO DA LINHA DE BASE**

A partir de 2006, o MCT em conjunto com o MME e o ONS passaram a disponibilizar a metodologia de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ para a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional Brasileiro usando o método de análise do despacho. Os fatores de emissão passaram a ser divulgados para cada Subsistema do Sistema Interligado Brasileiro.

Em maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada do MDL no Brasil definiu que o Sistema Interligado Nacional Brasileiro deve ser considerado como um único Sistema e, dessa forma, essa configuração começou a ser válida para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ usados para calcular as reduções de emissão de gases de efeito estufa em projetos de MDL de geração de energia conectados à rede.

O cálculo dos Fatores de Emissão de CO₂, publicados pela CIMGC segue a ferramenta metodológica “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”.

As tabelas abaixo apresentam os valores considerados para o cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) e para o fator de emissão da margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$) que foram utilizados para a estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do Projeto Corredor dos Senandes. Todos esses dados foram disponibilizados pela AND brasileira.

Tabela 21: Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Mensal do ano de 2011 – Sistema Interligado Brasileiro

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - MENSAL												
2011	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	0,2621	0,2876	0,2076	0,1977	0,2698	0,3410	0,3076	0,3009	0,2734	0,3498	0,3565	0,3495

Tabela 22: Fator de Emissão da Margem de Operação Médio diário do ano de 2011 – Sistema Interligado Brasileiro

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) – Diário												
2011	Mês											
Dia	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	0,3268	0,3163	0,2752	0,1385	0,2331	0,2544	0,2339	0,3576	0,2136	0,3140	0,4347	0,3160
2	0,3137	0,3479	0,2245	0,1732	0,2085	0,2605	0,2530	0,3848	0,2267	0,3486	0,4757	0,3139
3	0,2518	0,3087	0,2379	0,2159	0,2322	0,2669	0,2783	0,2734	0,2337	0,3131	0,3850	0,3910
4	0,2885	0,2940	0,2383	0,1882	0,2459	0,3598	0,2380	0,2784	0,2459	0,3450	0,3695	0,4382
5	0,3168	0,2454	0,2969	0,1779	0,2420	0,4168	0,2484	0,3343	0,2028	0,3533	0,4016	0,3446
6	0,3082	0,2441	0,3849	0,1661	0,2196	0,3289	0,2502	0,4227	0,1997	0,3437	0,4506	0,3349
7	0,2958	0,2728	0,3228	0,1664	0,2499	0,3472	0,2399	0,4560	0,2354	0,3428	0,3827	0,3451
8	0,2746	0,2895	0,3152	0,1942	0,2931	0,3576	0,2731	0,3825	0,2367	0,3167	0,3485	0,3713
9	0,2804	0,2884	0,2126	0,2275	0,2463	0,3427	0,3432	0,3587	0,2262	0,3172	0,2871	0,3697
10	0,2508	0,3035	0,1739	0,2416	0,2071	0,3394	0,3516	0,3622	0,2128	0,2547	0,3181	0,3594
11	0,2427	0,2754	0,1736	0,1969	0,2315	0,3501	0,3091	0,3281	0,2623	0,3024	0,3584	0,3919
12	0,2378	0,2285	0,1958	0,1949	0,2362	0,3963	0,3058	0,2606	0,2206	0,3416	0,3883	0,3324
13	0,2379	0,2596	0,2486	0,1673	0,2616	0,3644	0,3091	0,2805	0,2071	0,3594	0,4569	0,3442
14	0,2557	0,2441	0,2030	0,1909	0,2764	0,3681	0,3140	0,3143	0,2138	0,3372	0,4085	0,3409
15	0,2558	0,2327	0,2074	0,2276	0,3005	0,3660	0,3190	0,2757	0,2155	0,3315	0,4355	0,3401
16	0,2965	0,2452	0,2325	0,1950	0,2749	0,3606	0,3774	0,2773	0,2324	0,3702	0,3823	0,3128
17	0,2552	0,2632	0,1865	0,2229	0,2568	0,3520	0,3767	0,2751	0,2366	0,3229	0,3412	0,3454
18	0,2690	0,2728	0,1631	0,1864	0,2681	0,3382	0,3532	0,2838	0,2892	0,3266	0,3351	0,4029
19	0,2606	0,2633	0,2134	0,1859	0,2569	0,3736	0,3290	0,2808	0,2161	0,3679	0,3585	0,3235
20	0,2254	0,2549	0,1902	0,1934	0,2644	0,3297	0,2984	0,3829	0,2301	0,3804	0,3644	0,2778
21	0,2691	0,2918	0,2389	0,1992	0,3228	0,3368	0,3534	0,3824	0,3559	0,3752	0,2944	0,2761
22	0,3304	0,3429	0,1334	0,2148	0,3697	0,3325	0,3520	0,2483	0,3436	0,3920	0,2720	0,2682
23	0,2771	0,3522	0,1394	0,2045	0,3275	0,3755	0,3781	0,2282	0,2949	0,4331	0,2726	0,2854
24	0,1813	0,3757	0,1364	0,2062	0,3039	0,3918	0,3842	0,2249	0,2990	0,3941	0,2814	0,4031
25	0,1851	0,3473	0,1420	0,1971	0,2813	0,3809	0,3065	0,2280	0,4026	0,3764	0,2907	0,4594
26	0,1972	0,2871	0,1702	0,1974	0,2983	0,4063	0,3002	0,2058	0,3293	0,3195	0,3380	0,3843
27	0,2234	0,2916	0,1774	0,2326	0,2905	0,3201	0,2855	0,3321	0,3569	0,2945	0,4018	0,3315
28	0,2655	0,2806	0,1857	0,2169	0,3102	0,3231	0,2796	0,3212	0,3810	0,3397	0,3194	0,3628
29	0,2536		0,1911	0,2176	0,3873	0,3035	0,2768	0,2255	0,4354	0,3998	0,3242	0,3651
30	0,2612		0,1770	0,2217	0,2759	0,2440	0,2946	0,2185	0,4375	0,4363	0,3198	0,3676
31	0,2937		0,1377		0,2479		0,3708	0,2259		0,4384		0,4381

Os fatores de emissão médios horários também estão disponíveis nos links: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora> (acessado em Junho de 2012), o Fator de Emissão da Margem de Operação é calculado para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro a cada hora a partir do valor de energia despachada de cada usina, dos custos de geração de cada usina (prioridade de despacho), dos intercâmbios horários com os subsistemas vizinhos e dos fatores de emissão das usinas termelétricas.

A ordem de despacho para o Sistema Interligado Nacional brasileiro é: usinas hidrelétricas, eólicas, nucleares, importações de outros sistemas em ordem crescente de custo, usinas termelétricas em ordem crescente de custo de geração.

A tabela a seguir apresenta o fator de emissão da margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$) utilizado para a estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do projeto.

**Tabela 23: Fator de Emissão da Margem de Construção do ano de 2011 – Sistema Interligado Nacional**

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - ANUAL	
2011	0,1056

Fonte: Autoridade Nacional Designada Brasileira

<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora>. Acessado em Junho de 2012.

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio do conjunto de usinas mais novas do subsistema. Esse conjunto deverá conter no mínimo 5 usinas e sua capacidade instalada deve ser maior que 20% da capacidade instalada do subsistema.

As demais informações referentes ao cenário de linha de base e às emissões de linha de base estão apresentadas no item B deste DCP.

Apêndice 5: Informações gerais e complementares sobre plano de monitoramento

Informações sobre o plano de monitoramento estão descritas na seção B.7.3 deste DCP.

Apêndice 6: Resumo das alterações pós registro

Não aplicável.
