



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP)
Versão 03 – em vigor a partir de: 28 de Julho de 2006**

Conteúdo

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e de monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto/ período de créditos
- D. Impactos Ambientais
- E. Comentários das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes na atividade do projeto.

Anexo 2: Informações relativas a financiamento publico

Anexo 3: Informação de linha de base

Anexo 4: Plano de Monitoramento

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

Projeto de MDL da Central Eólica Guajiru

Número da versão do DCP: 03

Data: 30 de Janeiro de 2012

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O Projeto de MDL da Central Eólica Guajiru, doravante denominado projeto Guajiru, consiste na construção e operação de uma central eólica com 30MW de capacidade instalada que fornecerá energia elétrica limpa ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN). O projeto está localizado no Nordeste do Brasil, na região litorânea do Estado do Ceará, no Município de Trairi. O empreendimento está sendo realizado com base em uma estratégia comercial inovadora uma vez que a eletricidade gerada é vendida no Mercado Livre de Energia Brasileiro. Embora o Mercado Livre ofereça incentivos específicos e vantagens para energias renováveis, essa estratégia também implica em maiores riscos comerciais quando comparada ao Ambiente do Mercado Regulado, aumentando, assim, a exposição do empreendedor.

A implementação e operação da atividade de projeto de MDL reduzirá as emissões de gases do efeito estufa (GEEs) uma vez que a energia adicional gerada e despachada ao sistema permitirá a diminuição da eletricidade gerada por usinas termelétricas alimentadas por combustíveis fósseis na margem operacional do SIN ou por evitar ou postergar a adição de novas fontes de geração intensivas de GEEs para o sistema.

Apesar do elevado potencial para o seu desenvolvimento, atividades de geração eólica, como o projeto Guajiru, ainda apresentam pequena participação na matriz energética brasileira. Segundo a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)¹, centrais eólicas representam somente 0,81% em termos de capacidade instalada do país. Diante desse contexto, projetos como o Guajiru representam uma importante alternativa renovável e de geração de eletricidade limpa não-convencional tendo uma importante contribuição para a diversificação da matriz energética brasileira.

A atividade de projeto tem especial relevância considerando a necessidade de satisfazer o rápido crescimento da demanda de eletricidade no Brasil, que de acordo com o Ministério de Minas e Energia², está projetado em 52,22% entre 2010 e 2020. Na região Nordeste, onde a atividade de projeto está localizada, esse crescimento é de 56,84%. Assim, a Central Eólica Guajiru contribuirá para a melhoria da infraestrutura energética regional, fornecendo energia elétrica adicional para suprir a expansão das atividades econômicas e o aumento da população.

Além da contribuição à diversificação da matriz energética brasileira, o projeto Guajiru promove o desenvolvimento em bases sustentáveis da seguinte maneira:

- 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, e com isso, aumentando e diversificando a produtividade da terra;

¹ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acesso em 19/05/2011.

² Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2010 - 2019. Página 32, tabela 16. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>. Acessado em: 04/07/2011.



- Além de gerar renda extra aos proprietários da terra, estimula a economia regional, aumentando a arrecadação de impostos para o governo local e a oferta de emprego para trabalhadores locais e prestadores de serviço. 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, conseqüentemente, a satisfação de 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, conseqüentemente, reduz os custos de manutenção e os riscos tecnológicos no país;
- A operação de 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, o regime 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.

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

A.3. Participantes do Projeto:

O projeto Guajiru pertence à Central Eólica Guajiru I S.A, Sociedade de Propósito Específico (SPE), criada especialmente para a construção e operação do projeto Guajiru.

Esta SPE é controlada pela Tractebel Energia, maior geradora privada de energia do Brasil. A Tractebel Energia se dedica ao desenvolvimento e operação de usinas de geração de energia e é também agente ativo de comercialização no mercado de energia elétrica.

A Companhia está sediada em Florianópolis, Santa Catarina, e as usinas estão localizadas nas cinco regiões do Brasil, mais precisamente nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Goiás, Tocantins, Maranhão, Piauí e Ceará.

A capacidade instalada da companhia é de 6.908 MW, o que representa aproximadamente 7% da capacidade instalada total do Brasil. No total a companhia opera 22 plantas, sendo nove hidrelétricas, seis termelétricas e sete baseadas em fontes de energia complementares: duas usinas a biomassa, duas usinas eólicas e três pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Usinas complementares, como a atividade de projeto, são resultado da Política da Tractebel Energia de expansão e complementação da capacidade de geração através de investimentos em fontes de energia alternativa. Para concretizar esse objetivo, a companhia faz uso ativo de mecanismos como o MDL ou o



Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Como resultado disso, as usinas eólicas Beberibe e Pedra do Sal e as pequenas centrais eólicas José Gelazio da Rocha, Areia Branca e Rondonópolis participam do PROINFA, enquanto a Usina de Cogeração Lages está registrada como projeto de MDL.

A Tractebel Energia³ é uma empresa de capital aberto com ações negociadas na Bovespa e é controlada pela International Power - GDF SUEZ (IPR-GDF SUEZ) que detém 68,7% do seu capital social. Na América Latina, a IPR-GDF SUEZ oferece soluções de energia inovadora na Argentina, no Brasil, no Chile, na Costa Rica, no Panamá e no Peru, acompanhando o desenvolvimento econômico do continente, respeitando o meio ambiente e prestando serviços essenciais a sua população.

O grupo gerencia e opera uma matriz energética diversificada com capacidade instalada de 10,7 GW e um adicional de 6 GW em construção. Dois terços da eletricidade gerada são de fontes renováveis.

A International Power - GDF SUEZ⁴ faz parte do Grupo GDF SUEZ, um dos principais provedores de energia do mundo e com participação ativa na cadeia de valor energético e nas áreas de eletricidade e gás natural. O Grupo desenvolve seus negócios (energia, serviços energéticos e meio ambiente) com base em um modelo de crescimento responsável para atender às necessidades energéticas e garantir a segurança do abastecimento, combater as mudanças climáticas e maximizar o uso de recursos.

A tabela abaixo apresenta as partes e entidades envolvidas no Projeto da Central Eólica Guajiru.

Tabela 01- Partes e entidades públicas/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> Tractebel Energia	Não
	<u>Entidade Privada:</u> Central Eólica Guajiru S.A	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos do MDL, à época de tornar o DCP-MDL público, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter dado sua aprovação. À época do pedido de registro, é exigida a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).		

As informações detalhadas para contato com a(s) parte(s) e com as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto estão relacionadas no Anexo 1.

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

A.4.1. Localização da atividade do projeto:

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil.

³ Mais informações sobre a Tractebel, acesse: <http://tractebel.investor-relations.com.br>

⁴ Para obter mais informações sobre a International Power Plc, visite www.iprplc-gdfsuez.com. Para obter mais informações sobre a GDF SUEZ, visite www.gdfsuez.com.

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

Região: Nordeste do Brasil

Estado: Ceará

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

Município de Trairi

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta(s) atividade(s) de projeto:

A Central Eólica Guajiru está localizada no município de Trairi, na região litorânea do Estado do Ceará, nordeste do Brasil. O local de implantação do projeto está situado a 124 km de Fortaleza, capital do Estado do Ceará. Partindo de Fortaleza, a principal rota de acesso à área do projeto é a CE-085⁵. A figura a seguir⁶ apresenta a localização da Central Eólica Guajiru.

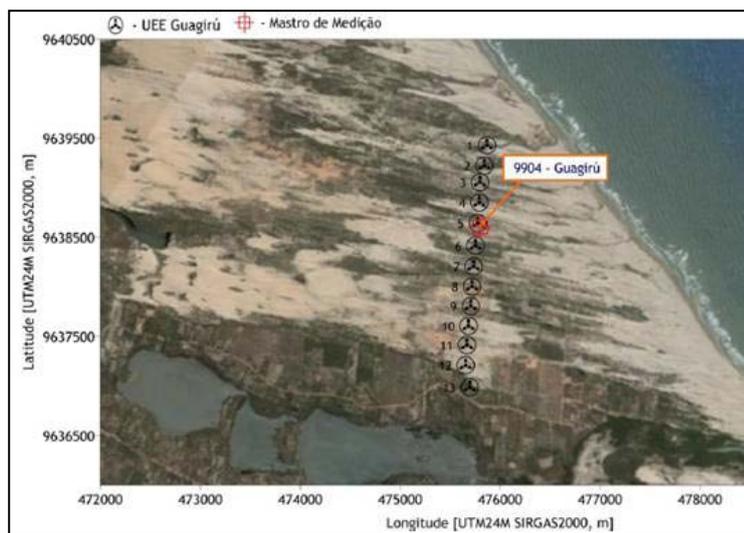


Figura 1- Localização do empreendimento da Central Eólica Guajiru.

Fonte: Certificado de Consistência da Campanha de Medição Anemométrica e da Estimativa de Produção Anual, página 08.

A área da atividade de projeto da Central Eólica Guajiru está referenciada abaixo pelas coordenadas dos 13 aerogeradores que fazem parte da usina⁷.

⁵ Fonte dos dados: Memorial Descritivo – Central Eólica Guajiru. Página 8. Relatório de Impacto Ambiental – RIMA. Página 15.

⁶ Certificado de Consistência da Campanha de Medições Anemométricas e da Estimativa Anual de Produção. Página 09. Emitido em 16/04/2011.

⁷ Fonte dos dados: Certificado de Consistência da Campanha de Medições Anemométricas e da Estimativa Anual de Produção. Página 08.

**Tabela 02 - Coordenadas dos aerogeradores da Central Eólica Guajiru**

Aerogeradores #	Decimais		SIRGAS 2000, UTM 24M	
	Latitude (S)	Longitude (W)	Latitude	Longitude
1	-3.262158	-39.217244	475 865	9 639 427
2	-3.263985	-39.217442	475 843	9 639 225
3	-3.265523	-39.217848	475 798	9 639 055
4	-3.267369	-39.217911	475 791	9 638 851
5	-3.269250	-39.218055	475 775	9 638 643
6	-3.271295	-39.218245	475 754	9 638 417
7	-3.273195	-39.218416	475 735	9 638 207
8	-3.275022	-39.218570	475 718	9 638 005
9	-3.276822	-39.218696	475 704	9 637 806
10	-3.278623	-39.218886	475 683	9 637 607
11	-3.280378	-39.219039	475 666	9 637 413
12	-3.282205	-39.219129	475 656	9 637 211
13	-3.284232	-39.218788	475 694	9 636 987

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

Escopo Setorial 1 – Indústrias de Energia (Fonte Renovável de Energia)

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

A Central Eólica Guajiru tem capacidade instalada de 30MW distribuída em 13 (treze) aerogeradores com capacidade instalada unitária de 2,308 MW. A central eólica utiliza o potencial de energia renovável eólico da região litorânea do Estado do Ceará para gerar eletricidade a partir de uma fonte de energia não poluente. A tabela abaixo apresenta os principais parâmetros técnicos do empreendimento.

**Tabela 03 - Características técnicas da Central Eólica Guajiru**

Descrição	Valores	Referências
1. Dados Energéticos		
Capacidade Instalada	30 MW	Memorial Descritivo da Central Eólica Guajiru, página 05
Geração líquida de energia	128.637 MWh/ano	1) Certificado de Consistência da Campanha de Medições Anemométricas e da Estimativa Anual de Produção, página 01. 2) Carta da Megajoule - Perdas Sistemáticas
Fator de Capacidade	48,94%	1) Certificado de Consistência da Campanha de Medições Anemométricas e da Estimativa Anual de Produção, página 01. 2) Carta da Megajoule
2. Aerogeradores		
Modelo	SWT 2.3-101	Memorial Descritivo da Central Guajiru, página 8
Fornecedor	Siemens	Memorial Descritivo da Central Guajiru, página 8
Capacidade Nominal (Unitária)	2,308 MW	Memorial Descritivo da Central Eólica Guajiru, página 8
Unidades	13	Memorial Descritivo da Central Eólica Guajiru, página 8
Frequência	60Hz	Relatório de Impacto Ambiental - RIMA, página 7
Tensão de geração	0,69 kV elevada para 34,5 kV	Memorial Descritivo da Central Eólica Guajiru, página 9
Tempo de vida útil ⁸	20 anos	Certificado emitido pela Det Norske Veritas, Danmark A/S, página 2.
Diamêtro do Rotor	101 m	Memorial Descritivo da Central Eólica Guajiru, página 8
Altura da torre	80 m	Memorial Descritivo da Central Eólica Guajiru, página 8

Os equipamentos utilizados para o projeto estão em conformidade com a norma IEC 61400-1 que define os requisitos e critérios para a engenharia dos aerogeradores. Em adição, os equipamentos eletromecânicos atendem as normas NBR 6979, IEC 62271-200, IEC 60298 e 60694. Para a medição de energia serão instalados dois medidores de energia na subestação e dois medidores no ponto de conexão da Central Eólica Guajiru⁹. A empresa responsável pela execução das obras está situada em Fortaleza, capital do Ceará, estado onde está localizada atividade do projeto, o que contribui para a formação e contratação de mão-de-obra local.

A experiência e o know-how do fabricante aliada ao conhecimento técnico e experiência da Tractebel Energia em desenvolver e operar usinas de energia comprovam que a implementação e operação do projeto ocorrerá de maneira técnica e ambientalmente segura.

Conforme referenciado na tabela 03, o fator de capacidade da Central Eólica Guajiru é 48,94%. Esse fator de capacidade foi determinado ex-ante, ou seja, antes da data de início da atividade de projeto, por empresa especializada, seguindo ao critério “b” fornecido pelo “Guia para reportar e validar o fator de capacidade”, versão 01:

- b) O fator de capacidade determinado por uma terceira parte contratada pelos participantes do projeto (ex. Empresa de engenharia).

⁸ Fonte: Documento da empresa certificadora Det Norske Veritas, Danmark A/S.

⁹ Os equipamentos estão de acordo com os padrões técnicos válidos até o momento do início da validação. Qualquer mudança nos padrões técnicos que requeiram adaptação dos equipamentos do projeto será devidamente aplicada sem prejuízo ou necessidade de revisão desse documento de concepção do projeto.



Além disso, a determinação do fator de capacidade segue os critérios e os requisitos estabelecidos pelo BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) como base para o financiamento de projetos eólicos, como referenciado para a EOD.

O cenário de linha de base, segundo a metodologia ACM0002, versão 12.2.0, 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 implementação da atividade do projeto e o CO₂ é o gás de efeito estufa envolvido na atividade do projeto.

A.4.4 Total estimado de reduções nas emissões durante o período de créditos escolhido:

A implementação da Central Eólica Guajiru conectada ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro gerará uma redução média anual estimada de **50.695 tCO₂e** e uma redução total de **354.865 tCO₂e** durante o primeiro período de crédito, de 7(sete) anos, descritos na tabela abaixo:

Tabela 04 - Estimativa de redução de emissões do Projeto da Central Eólica Guajiru

Anos	Estimativa Anual de Reduções de Emissão em toneladas de CO ₂ e
2012	8.449
2013	50.695
2014	50.695
2015	50.695
2016	50.695
2017	50.695
2018	50.695
2019	42.246
Total de Reduções Estimadas (tCO₂e)	354.865
Número total de anos de crédito	7 anos
Média anual das reduções estimadas (tCO₂e) durante período de crédito	50.695

Notas:

- As projeções de EG_y e EG_{baseline} foram realizadas assumindo a operação da Central Eólica Guajiru durante 8.760 horas por ano;
- A geração de energia está projetada de acordo com o fator de capacidade da Central Eólica Guajiru;
- A data de início de operação do último aerogerador da Central Eólica Guajiru está projetada para acontecer, segundo cronograma da empresa, em 02 de novembro de 2012. Contudo, a projeção assumiu, para fins de simplificação, 01 de novembro de 2012, como a data de início do primeiro período de creditação.

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

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

**SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e de monitoramento****B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada e do monitoramento aplicados a atividades do projeto:**

- Metodologia consolidada aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, versão 12.2.0 – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”.¹⁰
- 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 Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade do projeto:

A metodologia consolidada ACM0002, versão 12.2.0, é aplicável ao Projeto de MDL da Central Eólica Guajiru, porque o projeto é uma usina de geração de energia renovável conectada à rede que consiste em uma nova usina de energia em um local onde nenhuma planta de energia renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto.

Além disso, a atividade do projeto não envolve adição de capacidade, nem modernização, nem substituição de usinas existentes. O projeto é uma usina eólica (portanto não é nem uma usina a biomassa, nem um 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 12.2.0, é aplicável ao Projeto da Central Eólica Guajiru.

B.3. Descrição das fontes e gases inclusos nos limites do projeto:

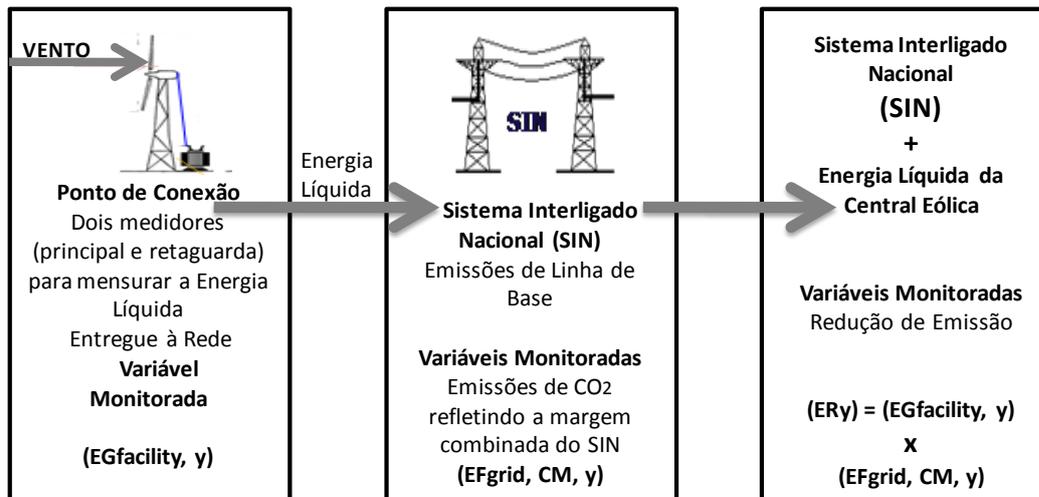
O Sistema Interligado Nacional é considerado como o sistema elétrico do projeto. O Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) é gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o qual é responsável por todas as atividades relativas ao planejamento da operação. O ONS tradicionalmente subdivide o Sistema Interligado Nacional em quatro Subsistemas: 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, 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 venham se reduzir significativamente e tendam a violar as curvas de segurança. Essas condições são monitoradas permanentemente e divulgadas aos agentes do setor elétrico.

Segundo a metodologia ACM0002, versão 12.2.0, 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 que o projeto de MDL está conectado. A Central Eólica Guajiru está conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

O diagrama com os limites do projeto está apresentado na figura abaixo:

¹⁰ Para mais informações sobre as metodologias utilizadas, consulte: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved.html>



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

Tabela 05 - Gases do efeito estufa envolvidos na atividade do projeto

	Fonte	Gas	Incluído?	Justificativa / 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 solar, térmica 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 12.2.0, as usinas eólicas são atividades de projeto que não proporcionam emissões de GEEs.

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

Na ausência da atividade do projeto, a energia limpa gerada pela Central Eólica Guajiru, despachada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, teria sido gerada por usinas de energia existentes conectadas à rede ou pelo acréscimo de novas usinas de energia conectadas a rede. O cenário de linha de base de uma nova planta de energia renovável conectada à rede definido pela metodologia ACM0002, versão 12.2.0, é o seguinte:



A eletricidade fornecida à rede pelo projeto teria sido gerada, do contrário, 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 12.2.0, é perfeitamente aplicável a Central Eólica Guajiru. Os fatores de emissão da margem combinada do Sistema Interligado Nacional serão calculados de acordo com a ferramenta metodológica “*Ferramenta para calculo do fator de emissão para um sistema elétrico*” aprovada 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 Operador Nacional do Sistema Elétrico (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 calculo do fator de emissão para um sistema elétrico*” e os torna disponíveis publicamente. Futuramente, caso esses dados deixem de ser publicados pela AND, eles serão prontamente 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 geradas como resultado da implementação do projeto.

B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada de MDL (avaliação e demonstração de adicionalidade):

Esta seção está elaborada com base na “Ferramenta para a Demonstração e Avaliação da Adicionalidade” versão 06.0.0¹¹ que define os 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 implementação da atividade do projeto, a tabela a seguir fornece uma visão global da evolução histórica projeto.

¹¹ Informações disponíveis em <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved.html>

**Tabela 06 – Evolução histórica do Projeto de MDL da Central Eólica Guajiru**

Data	Tipo de Evidência	Evidência/Referência
30 de junho de 2010	Consideração do MDL	Carta de comunicação prévia enviada a UNFCCC para documentar a intenção de tornar a Central Eólica Guajiru projeto de MDL.
12 de julho de 2010	Consideração do MDL	Publicação da atividade de projeto através da Comunicação de Consideração Prévia no site da UNFCCC ¹² .
16 de julho de 2010	Consideração do MDL	Comunicação à Secretaria Executiva da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – AND Brasileira sobre a intenção de desenvolver a Central Eólica Guajiru como uma atividade de projeto de MDL.
20 de agosto de 2010	Marco de Projeto	Assinatura do contrato de fornecimento, instalação e comissionamento dos aerogeradores (WTS) entre a Central Eólica Guajiru S.A e a Siemens. A cláusula 20 desse contrato define que a venda da energia do projeto ou a emissão de ordem de serviço (<i>Notice to Proceed</i>) pela Central Eólica Guajiru S.A é uma condição precedente para o contrato entrar em vigor.
18 de março de 2011	Consideração do MDL	Relatório de Avaliação do Potencial desenvolvido pela <i>CDM Cell</i> da GDF Suez.
06 de maio de 2011	Marco de Projeto/Data de Início da Atividade de Projeto/Data da Decisão de Investir no Projeto	Emissão de ordem para início das obras e fornecimento dos serviços (<i>Notice to proceed</i>) ¹³ da Central Eólica Guajiru de acordo com a cláusula 20 do Contrato (WTS) firmado entre Central Eólica Guajiru S.A e a Siemens. Essa cláusula formalmente define a entrada em vigor do contrato (WTS) de fornecimento, instalação e comissionamento dos aerogeradores.
18 de maio de 2011	Consideração do MDL	Contrato firmado entre a Tractebel Energia S.A e a Enerbio Consultoria Ltda – ME para o desenvolvimento do projeto de MDL.
01 de outubro de 2012	Marco de Projeto	Expectativa de início do período de comissionamento, segundo o cronograma da Central Eólica Guajiru S.A.
02 de novembro de 2012	Marco do Projeto	Expectativa do início da operação comercial do último aerogerador, segundo o cronograma da Central Eólica Guajiru S.A.

Definição da Data de Início da Atividade do Projeto

De acordo com o *Glossário de Termos do MDL*, a data de início da atividade de um projeto é “a data mais antiga em que a implementação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto começa” que é comumente a data na qual o participante de projeto comprometeu-se com as principais despesas relacionadas à implementação ou construção da atividade do projeto.

Conforme referenciado acima, o contrato de fornecimento dos aerogeradores, que cobre o fornecimento, a construção e o comissionamento dos aerogeradores (WTS) que representa o principal montante de capital investido no projeto, foi assinado pela Central Eólica Guajiru S.A e pela empresa Siemens em 20 de Agosto de 2010.

O contrato de fornecimento dos aerogeradores (WTS) foi estabelecido para definir as condições para o desenvolvimento do projeto, mas de acordo com o artigo 20, ele somente entra em vigor se uma das seguintes condições precedentes existir:

- i) A venda efetiva de energia elétrica através de um acordo de compra de energia (PPA)¹⁴ (artigo 20.1).

¹² Disponível em http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index_html?s=140

¹³ A validade do contrato foi prorrogada por três vezes uma vez que as condições precedentes não foram cumpridas.

¹⁴ O projeto participou dos leilões de energia promovidos pelo governo brasileiro em 25 e 26 de agosto de 2010, mas não vendeu energia nesses leilões.



- ii) No caso da Central Eólica Guajiru S.A emitir ordem autorizando o início das obras (*notice to proceed*, artigo 20.3).

O contrato original (WTS) e, portanto as condições precedentes definidas só eram validas até 01 de dezembro de 2010 e até essa data a Central Eólica Guajiru S.A não tinha assinado nenhum PPA e nem havia emitido nenhuma ordem de serviço (*Notice do Proceed*), conseqüentemente, o contrato foi alterado e a validade se estendeu até¹⁵ 06 de maio de 2011.

Finalmente, em 06 de maio de 2011 e, portanto antes da validade do contrato ter expirado, a Central Eólica Guajiru S.A emitiu uma ordem de serviço (*Notice to Proceed*) para início da construção, estabelecendo, portanto, a data do início da atividade de projeto, uma vez que este marco implica não somente o início da efetiva construção e implementação da atividade de projeto, mas também onde as principais despesas de capital relacionadas a implementação da central eólica.

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

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

As alternativas realistas identificadas à atividade de projeto são:

- Alternativa 1: A atividade do projeto não ser registrada como projeto de MDL;
- Alternativa 2: A continuidade da situação atual. A energia adicional gerada pelo projeto seria gerada por usinas de energia existentes ou por novas usinas conectadas ao sistema elétrico nacional.

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

O Ambiente Regulatório

O Ambiente Regulatório Brasileiro passou por importantes mudanças estruturais e conceituais ao longo das duas últimas décadas, resultando em três diferentes modelos regulatórios de eletricidade: Modelo Estatal (até 1995); o Modelo do Mercado Livre (1995 até 2003) e o Novo Modelo, implementado em 2004 e válido até os dias de hoje. No âmbito do Modelo Estatal, o setor de energia era dominado quase que exclusivamente por empresas estatais verticalizadas que cobriam os segmentos de geração, transmissão e distribuição. Durante o período de monopólio estatal, a maior parte da capacidade de geração existente foi construída, composta, principalmente, por grandes hidrelétricas com importante capacidade de armazenamento de energia.

A partir de 1995, devido a falta de capacidade financeira necessária para investimentos na expansão da geração, transmissão e distribuição de energia, o governo iniciou um processo de privatização parcial, estruturado em quatro pilares principais: i) criação de um ambiente competitivo (Mercado Livre), com a eliminação gradual do consumidor cativo; ii) desmantelamento parcial de empresas estatais verticalizadas pela divisão e privatização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição; iii) permissão acesso

¹⁵ A primeira alteração de prorrogação do contrato tinha validade até 01 de março de 2011, a segunda alteração assinada em 25 de fevereiro de 2011 prorrogava a validade do contrato até 31 de março de 2011 e, em 12 de abril de 2011, uma terceira alteração prorrogou a validade do contrato até 06 de maio de 2011.



livre as linhas de transmissão para geradores e consumidores; e iv) estabelecimento da operação e a responsabilidade de planejamento no setor privado¹⁶.

A adoção do Modelo de Mercado Livre permitiu a participação de entidades privadas, a implementação da Lei de Concessões (Lei n. 8.987 de 13 de fevereiro de 1995) e a promoção da construção de algumas usinas renováveis no Brasil.

Infelizmente, o modelo não proporcionou investimentos necessários na capacidade de geração para satisfazer o aumento da demanda, o que resultou em uma crise energética em 2001, quando o consumo energético dos consumidores e das indústrias foi racionado e o desenvolvimento da economia brasileira foi duramente atingido. Como uma resposta a essa crise, o Novo Modelo Regulatório foi posto em prática em 2004, resultando em um papel mais ativo do governo brasileiro que suspendeu os processos de privatização iniciados na década de 1990 centralizando as funções do planejamento energético a nível governamental nacional,¹⁷ embora tenha promovido investimentos no setor privado para financiar fundos que a expansão da capacidade de geração requer. Esse Novo Modelo Regulatório fornece um maior mecanismo de eficiência de aquisição de energia entre geradores e distribuidores, principalmente pela criação de dois ambientes de negociação de energia paralelos: Ambiente de Contratação Regulada – ACR, onde a energia final contratada é baseada em tarifas mais baixas definidas pelos leilões de energia, e o Ambiente de Contratação Livre - ACL¹⁸.

Ao avaliar os efeitos iniciais dessa mudança regulatória desde 2005 deve se observar que imediatamente a capacidade e a demanda de energia foram satisfeitas principalmente pela instalação de usinas termelétricas. De fato, entre 2005 e 2007, 63% da nova capacidade adicionada/contratada de geração de energia foi oriunda da construção de usinas abastecidas pela queima de combustíveis fósseis, enquanto as fontes de recursos energéticos não convencionais como a biomassa, os ventos e as pequenas centrais hidrelétricas representavam apenas 3% da nova capacidade de geração, sendo o restante representado pela instalação de grandes usinas hidrelétricas¹⁹. Essa situação mudou com o estabelecimento de políticas e incentivos adicionais para a promoção de energia limpa, como descrito abaixo.

A tabela abaixo resume a evolução da estrutura regulatória do Setor Elétrico Brasileiro:

¹⁶ Aguiar F.L. Modelo Institucional do setor elétrico Brasileiro, 2007, disponível em http://www.realestate.br/images/File/arquivosPDF/DST_FernandoAguiar.pdf, ultimo acesso em março de 2011.

¹⁷ Para mais informações, por favor, consulte o *Moody's Global Infrastructure – Regulatory Environment Improves for Brazilian Electric Utilities*. Agosto de 2008.

¹⁸ Para mais informações, por favor, consulte a Seção B.5.

¹⁹ *Novas Regras e Perspectivas para os Leilões de Energia*, Luiz Henrique Alves Pazzini, Consultor Técnico CCEE, apresentado na Cúpula Energética, Rio de Janeiro, Brasil, 12 de Agosto de 2009.

Tabela 07 – História do Ambiente Regulatório de Energia no Brasil

Modelo Anterior (até 1995)	Modelo de Mercado Livre (1995 até 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento usando fundos públicos	Financiamento usando fundos públicos e privados	Financiamento usando fundos públicos e privados
Companhias verticalizadas	Companhias classificadas pela atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Companhias classificadas pela atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Companhias predominantemente controladas pelo Estado	Abertura do mercado e ênfase na privatização das companhias	Coexistência entre empresas controladas pelo Estado e companhias privadas
Monopólios – nenhuma competição	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos.	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os setores	Preços são negociados livremente para geração e comercialização	Ambiente Livre: preços livremente negociados para geração e comercialização
Mercado Regulado	Mercado Livre	Coexistência entre Mercado Livre e Mercado Regulado
Planejamento Decisivo – Grupo de Coordenação para o Planejamento dos Sistemas de Energia Elétrica. (GCPS)	Planejamento Indicativo coordenado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento Indicativo coordenado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Características dos diferentes ambientes de mercado: O Mercado Livre e o Mercado Regulado de Energia

Dentro desse novo ambiente regulatório, os geradores de energia, que podem ser empresas estatais ou privadas tem duas opções para vender sua energia e, portanto financiar seus projetos. No âmbito do ACR, os investidores oferecem a energia gerada pelo investimento nos leilões regulados de energia. As regras, condições e tecnologias elegíveis para esses leilões são definidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), enquanto os leilões são executados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As principais modalidades de tais leilões referem-se a diferentes durações e datas de início dos respectivos contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs), que podem ter duração de 20 ou 30 anos, dependendo da vida econômica ou operacional da fonte de energia e tecnologia subjacente. Após a conclusão dos leilões, os contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs) são assinados entre o respectivo gerador de energia e o conjunto de companhias distribuidoras reguladas que são definidas pelo regulador. Tais contratos de longo prazo (PPAs) são realizados com um conjunto de companhias de distribuição representam uma opção mais convenientemente confiável para definir o fluxo de caixa a longo prazo, o que não é apenas importante para proteger o investidor de capital de variações inesperadas de mercado, mas também um requisito fundamental para a obtenção de condições adequadas para o financiamento de terceiros.

Os leilões são definidos e formatados para um ou para um conjunto de fontes e tecnologias específicas e assim permite que o governo influencie na expansão do parque gerador brasileiro. Em dezembro de 2009, ocorreu o primeiro leilão exclusivo para a compra de energia a partir de usinas eólicas foi organizado, e depois, em agosto de 2010, ocorreu um segundo leilão exclusivo para fontes de energia não convencionais, onde usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e usinas a biomassa participaram. Recentemente, em agosto de 2011, dois novos leilões ocorreram para usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, usinas a biomassa e usinas a gás natural.

Alternativamente, os Produtores Independentes de Energia (PIE) tem a opção de vender eletricidade no Mercado Livre de Energia (ACL) onde os compradores e vendedores de eletricidade estão autorizados a negociar entre si as condições e cláusulas dos seus contratos de energia, como o preço, duração, garantias, obrigações de entrega e condições de pagamento.

Os consumidores que são elegíveis para participar no Mercado Livre são normalmente médias e grandes indústrias com significativa demanda de energia. De acordo com especificações e regulamentações aplicáveis, eles podem ser classificados em dois grupos:

- Os consumidores A1, A2 e A3 - são organizações com carga maior ou igual a 3.000 kW atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV (novos consumidores instalados após 27/05/1998 atendidos em qualquer tensão). Estes consumidores podem comprar qualquer tipo de eletricidade de qualquer gerador de energia elegível.
- Consumidor Especial A4 - organizações com demanda maior que 500 kW e atendidas em qualquer tensão. Os consumidores especiais podem contratar apenas energia a partir de fontes renováveis incentivadas como usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, usinas a biomassa e usinas a gás de aterro sanitário.

No Mercado Livre, os contratos têm duração de curto e médio prazo, a maioria com duração de um a três anos, o que é completamente diferente dos contratos de longa duração (PPAs) de 20 ou 30 anos definidos no Mercado Cativo. Essa característica contratual do Mercado Livre implica em um importante risco de renovação do contrato e renegociação. Além disso, nesse mercado os contratos são assinados com clientes industriais individuais e não com um conjunto de companhias de distribuição reguladas, esse fato implica em um aumento de exposição do risco de crédito aos clientes. Concluindo, a venda de eletricidade no Mercado livre de Energia implica em aumento do nível de risco e exposição devido a oscilações na demanda e no preço da eletricidade.

A figura a seguir apresenta uma comparação entre o Mercado Cativo de Energia e o Mercado Livre de Energia.

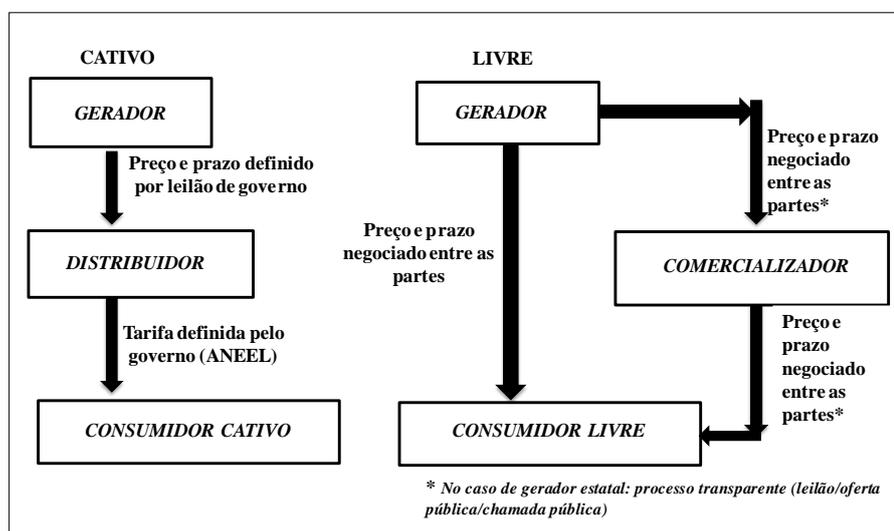


Figura 02 - Mercado Cativo e Mercado Livre de Energia

Políticas e incentivos para a promoção das energias renováveis

Como mencionado acima, inicialmente as energias renováveis, e, especialmente os recursos, não convencionais como o vento desempenharam um papel muito limitado na expansão da matriz energética brasileira. Em especial, a inserção da energia eólica é resultado de subsequentes políticas de incentivo. O primeiro incentivo foi a criação, em 2002, do Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia (PROINFA). O PROINFA é um programa do governo federal que define tarifas atrativas para investimentos em energias complementares como biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e energia eólica.



Em complemento as tarifas atraentes, o programa PROINFA oferece um pacote especial de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e contratos de longo prazo (PPAs) de 20 anos oferecendo um importante mecanismo de proteção ao investidor contra as oscilações de vento e de condições de mercado.

Outro importante incentivo criado para usinas eólicas (e também aplicável a outras fontes renováveis como pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) foi o estabelecimento de descontos nas taxas de utilização do sistema de transmissão/distribuição de eletricidade, o chamado TUST/TUSD-G. Esse desconto foi estabelecido para energias complementares que fornecem para o Sistema Interligado Nacional (SIN) até 30 MW.

Adicionalmente, a legislação também fornece descontos no pagamento da TUSD²⁰ para consumidores do Mercado Livre de Energia, desde que eles comprem a energia de fontes de energia incentivadas. A aquisição de energias incentivadas dá direito a empresa uma redução de pelo menos 50% nas taxas de sistema de distribuição. Esse desconto, quando comparado ao conjunto de eletricidade normal, oferece novamente às fontes de energia complementares vantagem comparativa, uma vez que acaba atraindo a preferência dos consumidores por contratos com esses recursos.

Além das políticas apresentadas, o incentivo mais importante para a expansão limpa da matriz de geração energética brasileira é oferecido pelo BNDES. Tradicionalmente, o BNDES que é um banco estatal brasileiro de desenvolvimento e, como tal, implementa políticas governamentais para o desenvolvimento econômico é a principal fonte de financiamento de infraestrutura para terceiros e de especial importância para o incentivo de capital exigidos pelo setor elétrico. Atualmente, desde o final de 2007, o BNDES estabeleceu políticas gerais para incentivar as fontes de energia renováveis e de baixa emissão de GEEs proporcionando condições de financiamento mais atraentes quando comparado a tecnologias intensivas de GEEs como petróleo, carvão e combustível usado em usinas térmicas.

As políticas e incentivos aqui apresentados serão ainda analisadas no sub-passo 2b para assegurar tratamento adequado na definição da linha de base dos projetos e na discussão de adicionalidade.

Dentro do contexto apresentado, a atividade de projeto Guajiru, beneficiar-se-á do financiamento preferencial do BNDES, da redução na TUST/TUSD-G e buscará comercializar sua eletricidade no Mercado Livre Brasileiro, visando os consumidores do Mercado Livre de Energia que são elegíveis para comprar energia incentivada. Isso se constitui em uma estratégia inovadora, que diferencia o projeto Guajiru dos demais projetos de energia eólica atualmente em operação no Brasil.

O projeto e a estratégia apresentados estão em total conformidade com as leis do Brasil, as regulações do setor elétrico.

Os cenários alternativos também não sofrem restrições e cumprem todas leis do Brasil, as normas e regulamentações mencionadas.

Passo 2. Análise de investimentos

A “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, versão 06.0.0, afirma que os participantes do projeto podem optar por aplicar o Passo 2 (Análise de Investimento) ou o Passo 3 (Análise de Barreira) para demonstrar a adicionalidade da atividade do projeto. Assim, a análise de investimentos deverá determinar se a atividade de projeto proposta não é:

- (a) A mais atrativa economicamente ou financeiramente;

²⁰ ANEEL (2004). Resolução Normativa nº 77. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>. Último acesso em 14 de setembro de 2011.



- (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:

Sub-passo 2a. Determinar o método de análise apropriado

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, versão 06.0.0, três opções podem ser aplicadas para conduzir a análise de investimentos. São elas: Análise de Custo Simples (Opção I), Análise de Comparação de Investimentos (Opção II) e Análise de Benchmark (Option III). Uma vez que esse projeto vai gerar benefícios econômicos/ financeiros que não estão relacionados com o MDL, através da venda da geração de energia, a opção I (Análise de Custo Simples) não é aplicável.

Ambas as opções II e III são aplicáveis a atividade de projeto, contudo, como a opção é investir ou não investir, a opção III - Análise de benchmark é a mais apropriada para avaliar a atratividade financeira da atividade de projeto.

Sub-passo 2b-Opção III. Análise de Benchmark

De acordo com a “*Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade*”, entre outras opções, taxas de desconto e benchmarks devem ser derivados de a) “*taxas de títulos do Governo, acrescido de um prêmio de risco adequado para refletir o investimento privado e / ou o tipo de projeto, comprovado por um especialista (financeiro) independente ou documentado por dados financeiros oficiais disponíveis publicamente*”. Baseado nessa provisão, os desenvolvedores do projeto definiram o benchmark usando o Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (CAPM) e parâmetros oficiais e publicamente disponíveis que são padrões de mercado levando em consideração as provisões específicas do “*Guia para avaliação da análise de investimentos – versão 05*”. De acordo com o Guia 15, “*Se o benchmark está baseado em parâmetros que são padrões de Mercado, o custo de capital próprio deve ser determinado pela: (a) seleção de valores fornecidos pelo Apendice A; ou pelo (b) cálculo do custo de capital próprio utilizando as melhores práticas financeiras, com base em fontes de dados que podem ser claramente validadas pela EOD, justificando de forma apropriada esses fatores*”.

Baseado na provisão (b) desse Guia, os participantes do projeto apresentam um CAPM específico para o cálculo do custo de capital próprio com a consideração específica do financiamento de terceiros e um beta da indústria que reflete o risco específico de investimentos no setor de energia, bem como o impacto da alavancagem financeira sobre o risco do investidor de capital próprio. A necessidade de contemplar impactos específicos do financiamento de terceiros pelo BNDES é prontamente tratada pelo uso do CAPM, onde o cálculo do beta alavancado permite captar o impacto do financiamento de terceiros na exposição do capital próprio do investidor ao risco sistêmico de mercado.

A tabela 08 fornece uma visão global sobre o cálculo e as referências específicas que foram utilizadas.

**Tabela 08 – CAPM e as referências para o cálculo do custo de capital próprio para investimentos no setor elétrico brasileiro**

Variável	Valor	Parâmetro/Fórmula/ Comentário	Referência
Rfn Taxa Nominal Livre de Risco	4,46%	Rendimento do título do tesouro americano de 30 anos	[1]
π' Expectativa de Inflação Americana	2,18%	CPI – Índice de preço ao consumidor americano	[2]
Rfr Taxa Real Livre de Risco	2,23%	$Rfr = [(1+ Rf) / (1+\pi)-1]$	Calculado
Rm Prêmio de Risco de Capital Próprio	6,03%	Prêmio de Risco conforme calculado e publicado por Damadoran	[3]
Rc Prêmio de Risco País	3,00%	Premio de Risco País conforme calculado e publicado por Damadoran	[3]
β_U Beta desalavancado da indústria	0,78%	Beta desalavancado para o setor de energia conforme calculado e publicado por Damadoran	[4]
Wd Dívida/ Capital Total	50%	Valor padrão definido pelo Guia 18	[5]
We Capital Próprio/ Capital Total	50%		[5]
T Taxa Marginal de Imposto	0%	Os pagamentos de juros não reduzem o pagamento de impostos no âmbito do regulamento fiscal relevante	[6]
β_L Beta alavancado da indústria	1,56%	$\beta_L = \beta_U * [1+(1-t)*(D/E)]$	Calculado
Ke Custo de Capital Próprio – em termos reais	14,64%	$Ke = Rf + \beta * Rm + Rc$	Calculado

[1] Reserva Federal (Federal Reserve): Rendimento do título do tesouro americano de 30 anos (2006-2010) disponível em <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Output.aspx?rel=H15&series=b56abb6d9cc35f28ccf86b8a0188e948&lastObs=&from=&to=&filetype=csv&label=include&layout=seriescolumn>

[2] Ministério do Trabalho dos EUA: Índice de Preços ao Consumidor (Indicador CPI) (2010-2016) disponível em <ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpiat.txt>

[3] Website Damadoran: Dados históricos sobre ações e títulos – EUA, conforme dados de janeiro de 2011, disponíveis em <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

[3] Website Damadoran: Prêmio de Risco País para outros mercados, conforme dados de janeiro de 2011, disponíveis em <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

[4] Website Damadoran: Betas por setor, dados de Janeiro de 2011, calculado a partir de 05 anos de dados históricos. Linha “Power” disponível em http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

[5] Website UNFCCC: Guia para Avaliação da Análise de Investimentos, versão 05, disponível em http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf

[6] Receita Federal: <http://www.receita.fazenda.gov.br/Alíquotas/ContribCSll/Alíquotas.htm>

O resultado de 14,64% (termos reais/ pós-impostos) obtido com base no CAPM para cálculo do retorno de capital próprio para empresas de energia é compatível com a recente publicação “*Economia da Mudança do Clima no Brasil: Custos e Oportunidades*”²¹, de Janeiro de 2010 que define que a taxa interna de retorno (TIR) para investimento de capital em usinas de geração de energia eólica é 15% (em termos reais).

Concluindo, o benchmark foi obtido a partir do CAPM com base em variáveis que são padrão de mercado, levando em consideração as circunstâncias específicas do projeto e as condições de

²¹ Sergio Margulis, Carolina Burle Schimidt Dubeux (ed.); “*Economia da Mudança do Clima no Brasil: Custos e Oportunidades*”. Disponível em <http://pt.scribd.com/doc/34595160/Economia-Do-Clima>. Último acesso em 21 de Julho de 2011.



financiamento. O benchmark resultante é também obtido em termos reais e, portanto é compatível com a análise de investimentos apresentada abaixo. Adicionalmente, o benchmark é comparável com referências relevantes de prestígio que foram desenvolvidas e publicadas em cooperação com entidades governamentais brasileiras que abordam especificamente o custo de mitigação de GEEs com a geração eólica de energia.

Compatibilidade do benchmark com o cálculo do indicador financeiro

Como a Taxa Interna de Retorno (TIR) do acionista será utilizada como indicador para a discussão de adicionalidade, o retorno financeiro do projeto será calculado de acordo e em conformidade com os critérios e provisões definidos pela “*Ferramenta de Demonstração e Avaliação de Adicionalidade*”.

Sub-passo 2c. Cálculo e comparação de indicadores financeiros

A análise do fluxo de caixa dos acionistas da Central Eólica Guajiru em termos reais e todas as referências e as premissas são disponibilizados para a Entidade Operacional Designada (EOD) que irá executar a validação do projeto.

Todas as premissas e dados utilizados na análise de investimentos estavam válidos e aplicáveis no momento da tomada de decisão do investimento. Os efeitos da tributação no fluxo de caixa foram considerados de acordo com a legislação aplicável. A seguir, uma visão geral das principais premissas e as características da análise de investimento, conforme os principais critérios, requisitos e orientações fornecidos pelo Conselho Executivo do MDL.

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 vida econômica 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, que 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 Agência Nacional de Energia Elétrica²². 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 ao acionista.
- **Cálculo da TIR ao Acionista:** O propósito da TIR ao acionista é determinar o retorno final do 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 devendo ser contabilizado duplamente.
- **Natureza do Fluxo de Caixa:** A análise do fluxo de caixa do acionista foi realizada em termos reais, sem considerar o impacto da inflação e o pagamento de impostos. O resultado do indicador financeiro é, portanto a taxa interna de retorno pós-impostos, dada em termos reais e com isso compatível com o benchmark definido acima.

²² ANEEL (2009). Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. Anexo à Resolução Normativa nº 367/2009 de 02 de Junho de 2009. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2_primeira_Ver.pdf. Último acesso em 21/07/2011.



Políticas Setoriais E-

Em sua vigésima segunda reunião e referindo se as suas decisões do EB 16, 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 para tecnologias menos intensivas em emissões quando comparadas com tecnologias mais intensivas em emissões (ex. subsídios públicos para promover a difusão de recursos para a energia ou financiamento de programas para energias eficientes)”

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 1b, a regulação energética oferece efetivamente um conjunto de incentivos econômicos e regulatórios que visam promover fontes de energia renováveis para garantir a expansão de eletricidade no país baseada em recursos e tecnologias de baixa emissão de carbono.

O foco no desenvolvimento de fontes renováveis não convencionais e projetos hidrelétricos estruturantes foi consolidado na estratégia de mitigação do setor de energia apresentado pela Comunicação do Governo Brasileiro para a UNFCCC durante a CMP 5 em Dezembro de 2009, que mais tarde foi aprovada pela Lei da Política Nacional de Mudanças Climáticas (Lei 12.187 de 29 de dezembro de 2009) e pelo Decreto 7.390 de 09 de dezembro de 2010. Esses dois instrumentos legais estabeleceram a necessidade de um Ambiente Regulatório para a adoção das Ações de Mitigação Apropriadas Nacionalmente (NAMAS) e confirma o MDL como um importante mecanismo para alcançar as metas de redução de emissões voluntária brasileira. Como preparação para a publicação do Decreto Regulamentar 7.390, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE lançou um plano de redução dos GEEs detalhado para o setor de energia que também enfatizou a relevância do MDL e dos incentivos concedidos pelo BNDES para a expansão mais limpa da matriz energética brasileira.²³

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

²³ “Abatimento das Emissões relacionadas à produção e ao uso da energia no Brasil até 2020”, Versão Preliminar 2.03, 25/10/2010.



os regulamentos pertinentes e define seu tratamento de acordo com as normas e princípios definidos pela EB 22.

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 2004²⁴, 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 Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) vem historicamente²⁵ exercendo um papel fundamental na implementação das políticas governamentais para o desenvolvimento econômico fornecendo financiamento 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 conseqüentemente, 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 Climáticas²⁶ e pela própria Política Nacional de Mudança do Clima (PNMC)²⁷. 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

²⁴ ANEEL (2004). Resolução Normativa nº 77, de 18 de Agosto de 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>. Último acesso setembro de 2011.

²⁵ Lage de Souza (BNDES) e Ottaviano (Universidade de Bolonha): *The effects of BNDES loans on the productivity of Brazilian manufacturing firms*, Julho de 2009, acesso 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 março de 2010.

²⁶ 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.

²⁷ Artigo 6º da Lei 12.187 que institui a Política Nacional de Mudança do Clima.



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:

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 sujeito 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 09.

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-452²⁸. Segundo dados fornecidos pelo website do BNDES, a TJ-452 é igual à TJLP +1%²⁹, o que resulta num custo financeiro um pouco mais elevado.

²⁸Fonte:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html. Acesso em 28/06/2011

²⁹Fonte: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Composicao/. Acesso em 28/06/2011

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.

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

Tabela 09 – 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-452
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% a 1,8%	Calculado em função do risco do crédito, de 0,46% a 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 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 limpas 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 CQNMC como parte do acordo em Copenhague e a legislação nacional aplicável que define a Política Nacional de Mudanças do Clima, uma vez que 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 conseqüência, 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 UNFCCC.

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

Tabela 10 - 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-452	50% TJLP + 50% TJ-452
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 11 – Entradas financeiras utilizadas na Análise de Investimento

Receitas			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Energia Comercializada	A geração de eletricidade foi projetada com base no fator de capacidade da Central Eólica Guajiru, determinado por empresa certificadora especializada e de acordo com os requisitos do BNDES para financiamento de atividades de geração de energia eólica. Este pressuposto está em conformidade com as disposições do “ <i>Guia para reporte e validação do fator de capacidade</i> ”.	GWh/ano	128,637
Preço de Energia	Como os contratos de longo prazo (PPAs) não são disponíveis no Mercado Livre de Energia, o preço médio alcançado no “Leilão de Fontes Alternativas” promovido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), ocorrido em 26/08/2010 foi utilizado como referência.	R\$/MWh	130,00
Investimento			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Investimento (CAPEX)	O CAPEX foi definido, em sua maior parte, com base em contratos preliminares assinados com fornecedores dos aerogeradores, de equipamentos elétricos e de obras civis. Custos de engenharia do proprietário, seguros, materiais, serviços de terceiros e contingências foram incluídos no orçamento total estimado no momento da tomada de decisão do investimento.	R\$	128.448.000
Arrendamento das terras – fase de implantação	Conforme contratos estabelecidos com proprietários de terra.	R\$/ano	90.000



Custos Operacionais			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Custos de Operação e Manutenção	Orçado conforme recomendações do Guia Geral publicado pela Eletrobrás/Centro de Pesquisas em Energia Elétrica.	R\$/MW.ano	88.000
Arrendamento das terras – fase operacional	Conforme contratos estabelecidos com proprietários de terra.	%	1,5% da receita bruta
TUST-G	Orçado conforme estimativa do Departamento de Assuntos Regulatórios e de Mercado da Tractebel Energia baseado em regulamentações aplicáveis. Projetos podem ser conectados a linhas de distribuição ou a linhas de transmissão. Se o projeto está conectado a linha de distribuição, a TUSD-G é aplicável e se está conectado a linha de transmissão, a TUST-G é aplicável. Essa usina está conectada a linha de transmissão.	R\$/KWh.mês	2012 – 6,05 2013 – 6,35 2014 – 5,17 2015 – 3,90 2016 – 3,79 2017 – 3,78 A partir de 2018 – 3,58
Total de Taxas Setoriais	A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica de acordo com a Lei nº 9.427 / 1996; as Taxas com o ONS (Operador Nacional do Sistema) e com a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) foram orçadas conforme experiência prévia da empresa com a Usina a Biomassa Ibitiúva.	R\$/ano	67.000
Condições de Financiamento			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Taxa de Juros	Orçado de acordo com as condições fornecidas pelo BNDES para tecnologias mais intensivas em GEEs, conforme descrito na apresentação das políticas E-. Adotou-se um risco de crédito conservador de 1,1%.	%/ano	9,4
Período de Amortização	Orçado conforme política de financiamento do BNDES para o setor de energia.	Anos	14
Período de Carência	Orçado conforme política de financiamento do BNDES para o setor de energia.	Anos	0,5
Alavancagem do projeto	Como o projeto ainda não possui estrutura de capital definida, foi adotada a alavancagem padrão de 50% proposta pela UNFCCC no item 17 do <i>Guia sobre a Avaliação da Análise de Investimentos</i> , versão 05.	%	50
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

A taxa interna de retorno ao acionista, em termos reais, resultante do fluxo de caixa elaborado com base nas premissas é de **6,48%**.

Resultados da Análise de Investimento

A tabela abaixo mostra um resumo comparativo entre o indicador financeiro e o benchmark do projeto:

TIR ao Acionista de 6,48% < Benchmark de 14,64%



A análise de investimentos foi conduzida de acordo com a opção III da “*Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade*” e os resultados mostram que o indicador financeiro do projeto é menos favorável do que benchmark. Consequentemente, pode-se concluir que a atividade de projeto, sem as receitas do MDL, não pode ser considerada financeiramente atrativa.

Sub-passo 2d. Análise de sensibilidade

As principais variáveis que podem afetar as finanças do projeto são (i) as receitas do projeto (ii) o CAPEX; (iii) o custo de O&M (OPEX) e (iv) o custo do financiamento.

A análise de sensibilidade é conduzida para fornecer uma verificação da adequação das premissas utilizadas no desenvolvimento da análise de investimentos. O objetivo é confirmar quão sólida é a análise dos sub-passos 2b e 2c.

Receitas do Projeto

As receitas dos projetos eólicos dependem exclusivamente de dois fatores: a energia gerada e o preço da venda de energia, que serão discutidos individualmente, mas que estão relacionados, uma vez que as incertezas e variações na produção de eletricidade têm impacto nas condições comerciais, nos preços de eletricidade, e, portanto, nas receitas e multas. Como mencionado anteriormente, a Central Eólica Guajiru adotará uma estratégia inovadora de comercialização de eletricidade no Mercado Livre de Energia. Nesse mercado, os prazos de contrato são assinados por um período de curto e médio prazo, expondo os investidores às variações de demanda e de preço. Com a imprevisibilidade de receitas, o projeto fica exposto a um risco maior do que os empreendimentos que firmam contratos de longo prazo no Ambiente de Contratação Regulada.

Com relação ao volume de energia gerada, o projeto está sujeito a significativas variações e incertezas bem como ao risco estrutural de subprodução de ventos. A esse respeito, é importante destacar que, segundo informações fornecidas pela Eletrobrás³⁰, 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 da expectativa de volume da energia esperada e vendida por esses empreendimentos. Isso também é confirmado pelos relatórios de monitoramento de geração publicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)³¹ para o período de 2007 a Outubro de 2011. Os dados mostram que das treze centrais eólicas centralmente despachadas, 11 usinas tiveram um fator de capacidade abaixo da projeção original. Se considerarmos somente as usinas localizadas na região nordeste, local onde a atividade do projeto está localizada, todas as plantas tem demonstrado uma performance significativamente inferior ao fator de capacidade originalmente projetado. De fato, durante todo o período de geração de energia, o desempenho do fator de capacidade das usinas eólicas foi de apenas 67% do originalmente projetado. Esse baixo desempenho pode estar relacionado a duas possíveis razões: (i) a produção eólica nos últimos anos têm sido menor que a projeção histórica e/ou (ii) estimativas muito otimistas e projeções agressivas dos consultores de engenharia (empresas certificadoras de vento).

Com base nesses dados, podemos concluir que o aumento das receitas devido à superprodução de eletricidade não é um cenário provável ou esperado, no entanto há um risco significativo na diminuição das receitas devido ao baixo desempenho das usinas eólicas.

³⁰ Plano Anual do PROINFA – PAP 2011.

³¹ Relatório ONS “Acompanhamento mensal da geração de energia das usinas eolielétricas com programação e despacho centralizado pelo ONS” e planilha do Excel “Geração Eólicas”, Outubro/2011. Documento Boletim_Eolica_out-2011, disponível no data room, folder < Findings\CAR 03>, bem como a partir do site http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx.



Além disso, esse baixo desempenho não somente reduz as receitas, mas implica em riscos materiais de multas se a eletricidade vendida nos termos do regulamento do Mercado Livre que não oferece nenhuma flexibilidade para compensar o baixo desempenho das usinas. Por exemplo, nos contratos padrões de longo prazo (PPAs) do PROINFA, a Eletrobrás compra 100% da energia produzida a um preço fixo que é indexado pela inflação (IGPM). Os PPAs asseguram que o projeto deverá receber pelo menos 70% da energia contratada inicialmente durante o período de financiamento com o BNDES.

Em contrapartida, nos termos da regulação do Mercado Livre, se a eletricidade contratada não é entregue, o comprador tem o direito de rescindir o contrato. Geralmente, quando essa situação ocorre, o vendedor pode: (i) comprar eletricidade no mercado (ficando exposto a variações no preço do mercado) ou (ii) pagar multa devido a falhas na entrega. Ambas as opções representam um risco significativo para o investidor.

Portanto, de acordo com o exposto acima, o risco e impactos do baixo desempenho de geração nas receitas do projeto são muito maiores do que a probabilidade de aumento da receita devido a superprodução de energia.

No que se refere ao preço de eletricidade pago por cada MWh entregue de acordo com o contrato, o investidor projeta que o preço médio do último leilão anterior a data de início da atividade de projeto, o “Leilão de Fontes Alternativas”, promovido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em 26 de Agosto de 2010, é um indicador adequado para o futuro e, portanto é utilizado como base para a projeção do fluxo de caixa. Apesar das variações de preço do Mercado Livre de Energia serem inerentes ao sistema, pode-se assumir que as condições do Mercado Livre convergem com as do Mercado Regulamentado. Consequentemente, o preço médio alcançado antes da decisão de investimento dessa atividade de projeto é uma referência adequada para a presente avaliação.

Para referenciar ainda mais, que esta hipótese seja conservadora nos termos do MDL, é interessante analisar os dados de mercado que foram obtidos após a data de início do projeto. Após o “Leilão de Fontes Alternativas”, três leilões³² organizados pelo Governo ocorreram em 2011. Os preços médio foram de R\$ 102,07/MWh (leilão de 02/2011); R\$ 99,61/ MWh (leilão 03/2011) e R\$ 102,18/MWh (leilão 07/2011). Concluindo, todos os leilões apresentaram valores significativamente abaixo de R\$ 130/MWh estimado para este projeto e, portanto a premissa de preço dos investidores na data de início do projeto era ambiciosa e, portanto, conservadora nos termos do MDL.

Isto significa que é improvável que as receitas aumentarão significativamente devido aos preços mais elevados da eletricidade e que existe uma significativa probabilidade que os preços menos atraentes deteriore as receitas, quando comparado com as projeções originais.

Observando os dados acima, percebe-se que, dificilmente, o cenário de geração de receitas será consistentemente 10% acima do projetado na análise de investimentos. Mesmo que isso ocorra por um motivo inesperado, uma receita efetiva de 34,42% acima do projetado é necessária para alcançar o benchmark. Em outras palavras, o preço ou o volume de energia vendida teria que estar em média 34,42% acima do valor projetado para toda a vida útil da atividade de projeto. Esses cálculos demonstram que é muito improvável que variações na receita tornem a TIR ao acionista maior que o benchmark definido.

CAPEX

Investimentos em infraestrutura são propensos a custos excedentes devido a imprevistos, enquanto economias significativas não são muito comuns. Consequentemente, uma sensibilidade de 10% de redução das despesas de capital é um pressuposto razoavelmente conservador no contexto do MDL. Sob esse cenário, a TIR ao acionista aumentaria, mas não alcançaria o benchmark. Isso só ocorrerá se o

³² Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/edital_geracao.cfm



CAPEX for 32,3% abaixo das projeções originais, o que não é um cenário realista devido ao fato dos principais contratos de construção e de fornecimento de aerogeradores já terem sido estabelecidos na data decisão de investimento. Por outro lado, um aumento de 10% no capital investido, que é um cenário muito mais provável, deterioraria ainda mais a TIR do projeto conforme a expectativa no caso base.

Custo de O&M

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 pressuposto 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.

Custo do Financiamento

O custo de empréstimo levou em consideração a política setorial E-, descrita anteriormente. O custo do empréstimo também não afeta significativamente a TIR ao acionista. Mesmo considerando um financiamento sem custo, a TIR não atinge o benchmark.

Assim, é pouco provável que esses itens sofram alterações que contribuam com um aumento na atratividade financeira e econômica que não esteja coberto pela faixa de variação entre 0 e 10%. Portanto, essa variação entre 0 e 10% cobre mais que os cenários prováveis.

A tabela a seguir apresenta os resultados para as variações dos principais parâmetros que podem afetar o fluxo de caixa ao acionista da Central Eólica Guajiru.

Tabela 12 - Análise de Sensibilidade da Central Eólica Guajiru

VARIAÇÕES NO PREÇO DE ENERGIA	
Situação Projetada	TIR ao Acionista
0%	6,48%
-10%	3,86%
+10%	8,97%
VARIAÇÕES NO CAPEX	
Situação Projetada	TIR ao Acionista
0%	6,48%
-10%	8,50%
+10%	4,76%
VARIAÇÕES NO CUSTO DE O&M	
Situação Projetada	TIR ao Acionista
0%	6,48%
-10%	7,17%
+10%	5,79%
VARIAÇÕES NO CUSTO DO FINANCIAMENTO	
Situação Projetada	TIR ao Acionista
0%	6,48%
-10%	6,75%
+10%	6,22%

A análise de sensibilidade demonstra que a Central Eólica Guajiru não é atrativa financeiramente, porque a taxa interna de retorno ao acionista (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 de MDL é improvável de ser a mais atrativa financeiramente (item 2.c – 8. a) ou se é improvável ser atrativo financeiramente (item 2c -8b), 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 4. Análise da prática comum

Sub-passo 4a. Analisar outras atividades semelhantes 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”, versão 06.0.0, 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% da configuração ou capacidade instalada da atividade de projeto proposta. Assim, a escala de potência aplicada para essa atividade de projeto é de 15MW a 45MW. Baseado nessa recomendação, 302 usinas de geração de energia foram identificadas entre pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas, termelétricas, usinas a biomassa e hidrelétricas³³.

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. Das 302 usinas em operação identificadas no passo 01, 80 estão sendo desenvolvidas como atividades de projetos de MDL (registrados ou em validação) e 19 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, $N_{all} = 203$. A tabela abaixo apresenta as usinas dentro da escala de potência aplicável e as excluídas, conforme o passo 02:

³³ Uma lista completa de usinas é apresentada na planilha em Excel “Análise da prática comum” fornecida a EOD.

**Tabela 13 - Usinas em operação dentro da escala aplicável, segundo a ANEEL³⁴**

Fonte Energia/ Combustível	Quantidade de usinas na faixa de potência	Usinas do MDL	Usinas com início de operação comercial depois da data de início do projeto	Nall
CGH	0	0	0	0
EOL	18	5	6	7
PCH	105	52	6	47
SOL	0	0	0	0
UHE	40	1	0	39
UTE	139	22	7	110
UTN	0	0	0	0
Total	302	80	19	203

- *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: Usina Eólica*
- *SOL: Usina Solar*
- *UTN: Usina Nuclear*

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:

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

Como demonstrado na tabela 13, das 203 usinas identificadas após a aplicação dos Passos 1 e 2 da Ferramenta, 196 tem fonte energética diferente da atividade de projeto. Portanto, existem somente sete usinas eólicas em operação comercial com capacidade instalada entre 15MW e 45MW que não são projetos de MDL que tiveram 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 da data de decisão do investimento quando comparado a atividade de projeto. Todas as sete usinas eólicas com capacidade instalada dentro da escala

³⁴ Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acesso em 24 de Novembro de 2011.



de potência da Central Eólica Guajiru contaram com subsídios e incentivos do PROINFA³⁵. 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 eólicas³⁶. 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 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 mercado³⁷ 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)³⁸, 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. Essa política de eliminar progressivamente o PROINFA o limitou a projetos que foram contratos antes de 29 abril de 2004, conforme definido pelo Decreto Nacional 4.541³⁹. Como o início da atividade de projeto é muito mais tarde, em 06 de Maio 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 07 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 sete projetos somente foram materializados com arranjos contratuais especiais, melhores 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 a Central Eólica Guajiru.

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

³⁵Documento “Empreendimentos Contratados-PROINFA”. Disponível em <http://www.eletrabras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm#Dados>. Acesso em 24 de novembro de 2011.

³⁶ Fonte: Portaria 45 do MME. De 30 de março de 2004, página 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/>. Acesso em 29 de novembro de 2010.

³⁷Fonte: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/programa/resolproinfa.pdf>. Acesso em 29 de novembro de 2011.

³⁸ Disponível em: <http://www.forumclima.org.br/index.php/biblioteca/documentos-fbmc>

³⁹Artigo 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 - Usinas eólicas em operação com capacidade instalada aplicável ao projeto**

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

Tabela 15 - Parâmetros e valores aplicados na análise da pratica comum

Parâmetros	Valores/Resultados
N_{all}	203
N_{dif}	203
$F = 1 - (N_{diff}/N_{all})$	0
$N_{all} - N_{diff}$	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 a Central Eólica Guajiru não são considerados prática comum na geração de energia conforme os critérios definidos no sub-passo 4a.

De acordo com a metodologia ACM0002, versão 12.2.0, 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. Reduções de Emissão

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Conforme a metodologia ACM0002 ,versão 12.2.0, as reduções de emissões (ER_y) são calculadas como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação 1

Onde:

ER_y = Reduções de Emissões em um ano y (tCO_2e/ano);

BE_y = Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO_2e/ano);

PE_y = Emissões do Projeto em um ano y (tCO_2e/ano).



Cálculo do BE_y (Emissões de Linha de Base no ano y (tCO₂/ano))

A metodologia de linha de base ACM0002, versão 12.2.0, estabelece que as emissões de linha de base devem incluir somente as emissões de CO₂ provenientes da geração de eletricidade a partir de plantas que geram eletricidade com queima de combustíveis fósseis que são deslocadas devido 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 conectadas ao sistema e pela adição de novas plantas conectadas à rede. As emissões de linha de base são calculadas como segue:

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

Equação 2

Onde:

BE_y = Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO₂/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} = Fator de emissão de CO₂ da Margem Combinada 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”(tCO₂/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 (usinas de energia renovável “greenfield”), então:

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

Equação 3

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 (Plant Load Factor) da Central Eólica Guajiru foi considerado para determinar o cálculo *ex-ante* da EG_{facility,y}.

Para o cálculo EF_{grid,CM,y} serão utilizados os dados fornecidos pela Autoridade Nacional Designada Brasileira (AND), que publica os dados dos fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção por análise de despacho dos dados utilizando a *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.

Os passos recomendados pela *Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema de eletricidade*, versão 02.2.1, são discutidos abaixo:

Passo 1: Identificar o sistema relevante de energia elétrica

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é definido como relevante para a atividade de projeto. A definição do SIN como um sistema de eletricidade relevante é também recomendada pela Autoridade Nacional Designada Brasileira (AND)⁴⁰, através da resolução nº 08 de 05/2008, que define o SIN como um sistema único que deverá ser utilizado para o cálculo dos fatores de emissão de CO₂.

Essa definição será aplicada ao Projeto da Central Eólica Guajiru.

⁴⁰ Fonte: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf. Acesso em 24/05/2011.

**Passo 2: Escolher sobre a inclusão de plantas fora do sistema de energia elétrica do projeto (Opcional)**

Os 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 de projeto, uma vez que o fator de emissão da margem de operação e da margem de construção calculado pela Autoridade Nacional Designada (AND) brasileira ou que por ventura vierem a ser calculados pelos desenvolvedores do projeto estão baseados em dados de usinas conectadas à rede.

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

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 da Central Eólica Guajiru 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 da Central Eólica Guajiru é a análise dos dados de despacho calculado em base *ex-post* para a margem de operação.

Como afirmado anteriormente, o cálculo do fator de emissão da Margem de Operação ($EF_{grid,OM-DD,y}$) baseia se no método por Análise dos Dados de Despacho que é atualmente conduzido pela AND brasileira, de acordo com os dados de despacho fornecidos pelo ONS - Operador Nacional do Sistema.

Conforme a “*Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema de eletricidade*” a análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) do fator de emissão da margem de operação (MO) é determinado com base nas usinas de energia que são realmente despachadas na margem durante cada hora h onde o projeto está deslocando eletricidade da rede. Esta abordagem não é aplicável aos dados históricos e, assim, requer monitoramento anual do $EF_{grid,OM-DD,y}$.

Os dados do fator de emissão da Margem de Operação para o ano de 2010 serão utilizados para uma estimativa *ex-ante* da geração dos RCEs que serão gerados como resultado da implantação da atividade de projeto. Todos os dados utilizados para o cálculo do fator de emissão da margem de operação 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 creditação, 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 creditação, 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 creditação pela EOD. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de creditação deve ser utilizado. Esta opção não requer monitoramento do fator de emissão durante o período de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de creditação, 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 creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser calculado *ex-ante*, como descrito na opção acima. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de creditação 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 Autoridade Nacional Designada (AND) brasileira⁴¹ e caso a AND brasileira deixe de publicá-lo durante o período de monitoramento, esse dado será calculado pelos participantes do projeto.

O fator de emissão da margem de construção para 2010, publicado pela AND brasileira, será usado para estimativa *ex-ante* dos RCEs que serão gerados como resultado da implementação da atividade de projeto. Os dados de 2010 serão adotados para calcular a margem de operação, 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 da Central Eólica Guajiru utilizou, para o cálculo do fator de emissão da margem combinada, a opção a.

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

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} XW_{OM} + EF_{grid,BM,y} XW_{BM} \quad \text{Equação 4}$$

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 creditação e para os períodos subsequentes.

⁴¹ Para mais informações: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>



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

Dessa forma, para o projeto da Central Eólica Guajiru foi adotado os seguintes valores: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$.

Cálculo do P_{Ey} (Emissões do Projeto em um 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:

$$PE_y = P_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

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

$P_{FF,y}$ = Emissões do Projeto pelo consumo de combustível fóssil no ano y (tCO₂/ano)

$PE_{GP,y}$ = Emissões do Projeto pela operação de usina geotérmica em função da liberação de gases não-condensáveis no ano y (tCO₂e/ano)

$PE_{HP,y}$ = Emissões do Projeto pelo reservatório de água das usinas hidrelétricas no ano y (tCO₂e/ano).

Para o projeto da Central Eólica Guajiru $PE_{FF,y}$, $PE_{GP,y}$ e $PE_{HP,y}$ são zero, portanto, o projeto não gera nenhuma emissão associada.

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, segundo a metodologia.

Reduções de Emissões do Projeto

Em resumo, como não existem emissões do projeto (PE_y) para usinas de energia eólica como o projeto Guajiru, as reduções de emissões da atividade de projeto, podem ser calculadas de acordo com a equação 2 deste DCP, onde $ER_y = BE_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y}$.

Conseqüentemente, as reduções de emissões geradas pela atividade de projeto são calculadas pela simples multiplicação entre a quantidade de eletricidade líquida fornecida pelo projeto da Central Eólica Guajiru 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 Análise dos Dados de Despacho e o fator de emissão da margem de construção (opção 2), ambos atualizados anualmente (*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 que são disponibilizados na validação:

De acordo com a metodologia de base consolidada ACM0002, versão 12.2.0, para usinas eólicas, não há dados nem parâmetros que são disponibilizados na validação.

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

Conforme anteriormente exposto, as reduções de emissões da atividade de projeto serão calculadas com base na equação 1, onde ambos PE_y e a Fuga são iguais a 0 (zero). Portanto, as reduções de emissões serão calculadas de acordo com a equação 2, como segue:

$$ER_y = BE_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

ER_y = Redução de Emissão em um ano y (tCO₂e/ano)

BE_y = Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO₂/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 CO₂ 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”. (tCO₂/MWh).

O cálculo das reduções de emissões resultantes da implementação da atividade de projeto da Central Eólica Guajiru são apresentadas abaixo.

Cálculo do EG_{PJ,y}

A tabela abaixo mostra a energia líquida que será produzida pela Central Eólica Guajiru

Tabela 16 - Cálculo do EG_{PJ,y}

ANOS	EG _{PJ,y} (MWh/ano) Guajiru
2012	21.439
2013	128.637
2014	128.637
2015	128.637
2016	128.637
2017	128.637
2018	128.637
2019	107.197
Total	900.458

Premissas:

- Projeção do EG_{PJ,y} foi realizada pressupondo a operação da Central Eólica Guajiru durante 8.760 horas por ano;
- A geração de energia está projetada de acordo com o fator de capacidade da usina;
- O cronograma da empresa prevê a data de 02/11/2012 como início de operação comercial da Usina Eólica Guajiru. Contudo foi considerado 01/11/2012 como a data de início do período de crédito.

Cálculo do Fator de Emissão

O fator de emissão que será utilizado para estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do projeto da Central Eólica Guajiru é **0,3941**. A tabela abaixo apresenta um resumo dos principais parâmetros envolvidos no cálculo do fator de emissão:

**Tabela 17 - Cálculo do EFgrid,CM,2010**

Fator de Emissão	2010
EFgrid,OM (tCO ₂ /MWh)	0,4787
EFgrid,BM (tCO ₂ /MWh)	0,1404
WOM	0,75
WBM	0,25
EFgrid,CM (tCO ₂ /MWh)	0,3941

Observações:

- O dado diário para o Fator de Emissão da Margem de Operação está disponível em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>
- EFgrid,OM anual utilizado para as projeções dos RCEs foi calculado através da média aritmética simples do EFgrid,OM mensal publicado pela AND Brasileira.

A estimativa *ex-ante* das Reduções de Emissões do Projeto é apresentada na tabela abaixo:

Tabela 18 - Estimativa *ex-ante* das Reduções de Emissões do Projeto da Central Eólica Guajiru (tCO₂e)

Estimativa <i>ex-ante</i> das Reduções de Emissões do projeto Central Eólica Guajiru	
Anos	Total de Reduções de Emissões em (tCO ₂ e)
2012	8.449
2013	50.695
2014	50.695
2015	50.695
2016	50.695
2017	50.695
2018	50.695
2019	42.246
Total	354.865

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

Tabela 19 - Resumo da estimativa *ex-ante* das Reduções de Emissões

Anos	Estimativa das emissões da atividade do projeto (tCO ₂ e)	Estimativa das emissões de linha de base (tCO ₂ e)	Estimativas de fugas (tCO ₂ e)	Estimativa total de reduções de emissões (tCO ₂ e)
2012	-	8.449	0	8.449
2013	-	50.695	0	50.695
2014	-	50.695	0	50.695
2015	-	50.695	0	50.695
2016	-	50.695	0	50.695
2017	-	50.695	0	50.695
2018	-	50.695	0	50.695
2019	-	42.246	0	42.246
Total (tCO₂e)	-	354.865	0	354.865

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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

A metodologia de linha de base consolidada para a geração de eletricidade interligada à rede, a partir de fontes renováveis ACM0002, versão 12.2.0, 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.7.2) 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 o dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por, no mínimo, 2 (dois) 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.

Os seguintes dados e parâmetros serão monitorados:

Dado/Parâmetro:	$EG_{\text{facility},v}$
Unidade do Dado:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade de geração de energia líquida fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano y
Fonte do dado utilizado:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5:	O valor utilizado para o cálculo das reduções de emissões esperadas é 128.637 MWh/ano. Esse dado foi definido a partir do fator de capacidade da Central Eólica Guajiru.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	As informações poderão ser confrontadas com informações de geração fornecidas pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Medidores de energia Classe 2S serão utilizados em acordo com o estabelecido nos Procedimentos de Rede definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) ⁴² e pelos Procedimentos de Comercialização da CCEE. 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. A calibração dos medidores será feita de acordo com os Procedimentos de Rede da ONS (Submódulo 12.3)
Procedimentos GQ/CQ aplicados:	As medições da energia gerada e fornecida para a rede serão monitoradas eletronicamente através do uso de equipamentos medidores no local da planta. O departamento de operação para atividades de geração fará o monitoramento contínuo da eletricidade fornecida para a rede (EG_{facility}) pelo acompanhamento e armazenamento automático dos dados dos medidores (principal e retaguarda). Os dados armazenados nos medidores também são coletados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE da CCEE, remotamente e automaticamente 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. A energia líquida fornecida para a rede é medida na subestação concessionária conectada à rede. Nesta subestação, existem dois medidores (um principal e um retaguarda) que são responsáveis por medir a geração líquida de energia fornecida para à rede por quatro plantas (Central Eólica Fleixeiros I, Central Eólica Guajiru, Central Eólica Trairi e Central

⁴² Disponível em http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf

Disponível em http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.3_Rev_1.1.pdf



	<p>Eólica Mundaú). Assim, esses dois medidores localizados no ponto de conexão registrarão a energia líquida fornecida para a rede por todas as plantas juntas em conjunto. A informação da energia líquida fornecida por cada planta individualmente não será medida nos medidores localizados na subestação concessionária. Assim, para o montante de energia líquida fornecida à rede por cada usina individualmente, será levado em conta as informações fornecidas pelos medidores localizados na subestação coletora da Tractebel.</p> <p>O nível de incerteza desses dados é baixo. Eles serão utilizados para calcular as reduções de emissões. Os dados da energia gerada será monitorados pela Tractebel Energia e contra-checados com informações das planilhas fornecidas pela CCEE. O medidor principal da usina tem um respectivo medidor retaguarda. Caso o medidor principal falhe, o retaguarda fará o registro da eletricidade.</p> <p>Em relação à classe de exatidão dos medidores de energia, eles atenderão todas as exigências metrológicas previstas no <i>Regulamento Técnico Metrológico – RMT</i> para a classe de medidores de energia 0,2, aprovados pelo INMETRO.</p> <p>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 (Submodulo 12.3) estabelece a frequência de calibração e outros procedimentos de manutenção. Mais detalhes relacionados aos procedimentos de medição são descritos no item B.7.1.</p>
Comentários:	

Dado/Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do Dado:	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 utilizado:	Fator de emissão <i>ex-post</i> será calculado pela AND brasileira, pela Tractebel Energia ou por agente terceirizado, através dos dados da ONS. 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 através dos Dados de Despacho do Sistema Interligado Nacional. Caso AND brasileira deixe de publicar esses dados, durante o período de monitoramento, eles serão calculados pelos participantes do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5:	O valor do Fator de Emissão de CO ₂ da Margem Combinada ($EF_{grid,CM,y}$) que é usado para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões do Projeto da Central Eólica Guajiru é 0,3941 , de acordo com a Autoridade Nacional Designada Brasileira.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Procedimentos GQ/CQ aplicados:	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.
Comentários:	

**B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:**

O Plano de Monitoramento está elaborado de acordo com a Metodologia de Monitoramento presente na metodologia de linha de base consolidada para a geração de eletricidade interligada à rede, a partir de fontes renováveis, ACM0002, versão 12.2.0.

Organização Geral do Monitoramento

Toda a responsabilidade pelo monitoramento e pelas atividades de reporte compete à equipe técnica do Departamento de Operação para atividades de geração da Tractebel Energia. A equipe alocada para conduzir as atividades de monitoramento estará diretamente envolvida com a operação diária das usinas, supervisão da coleta, armazenamento, revisão e elaboração de relatórios dos dados de medição do projeto e outras atividades de monitoramento, tais como manutenção, acompanhamento de procedimentos de calibração e cálculo das reduções de emissões, previstas nesse plano de monitoramento. As principais atividades executadas por cada agente/departamento acima citado estão descritos abaixo:

- Departamento de Operação para atividades de geração (DOP): responsável pelas atividades relacionadas à operação e manutenção das usinas e também por coletar e/ou supervisionar os dados de geração que são disponibilizados diretamente pelos medidores do projeto.
- Equipe técnica da Tractebel Energia (Central Eólica Guajiru S.A) ou empresa terceirizada: responsável por calcular as reduções de emissões de gases do efeito estufa em conformidade com o plano de monitoramento.

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 operação para atividades de geração monitorará continuamente a eletricidade fornecida para a rede (EG_{facility}) acompanhando e automaticamente 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 8600A. A Central Eólica Guajiru tem dois medidores no painel de medição de faturamento localizado na subestação coletora da Tractebel: um medidor principal e um medidor retaguarda. Nessa mesma subestação, existem outros seis medidores (três principais e três retaguardas) ligados a outras três plantas eólicas do Grupo (Central Eólica Fleixeiras I, Central Eólica Trairi e Central Eólica Mundaú). Nos medidores localizados na subestação coletadora da Tractebel Energia, é possível determinar a quantidade de eletricidade gerada por cada planta individualmente.

Entretanto, a energia líquida fornecida para a rede é medida na subestação concessionária conectada à rede. Nessa subestação, existem dois medidores (um principal e um retaguarda) que são responsáveis por medir a geração líquida de energia fornecida à rede pelas quatro plantas (Central Eólica Fleixeiras I, Central Eólica Guajiru, Central Eólica Trairi e Central Eólica Mundaú). Assim, esses dois medidores localizados no ponto de conexão registrarão a energia líquida fornecida para a rede por todas as plantas juntas e em conjunto. A informação da energia líquida fornecida por cada planta individualmente não está disponível nos medidores localizados na subestação concessionária.

Assim, para determinar o montante de energia líquida fornecida à rede por cada usina individualmente, será levado em conta as informações fornecidas pelos medidores localizados na subestação coletora da Tractebel Energia.

Conseqüentemente, a participação de cada planta na geração de energia mensurada na subestação da Tractebel será multiplicada pela geração total energia líquida gerada registrada no ponto de conexão (subestação concessionária). Esse procedimento será aplicado para medir a energia líquida dessa atividade de projeto. A figura abaixo mostra a disposição dos medidores.

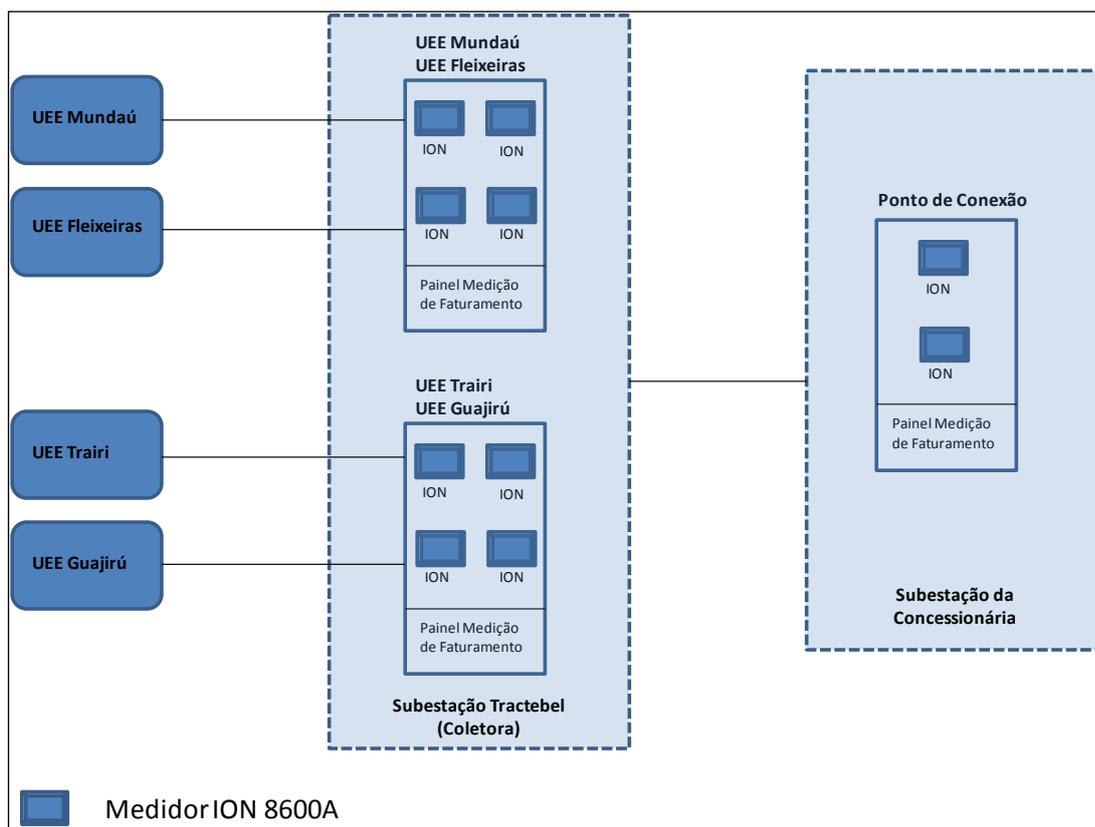


Figura 03 – Disposição dos medidores
Fonte: Tractebel Energia

Para cada medidor principal existe um medidor retaguarda, caso o medidor principal falhe, o medidor retaguarda registra a eletricidade gerada pelo projeto.

II– Armazenamento dos Dados:

Dados de geração serão eletronicamente armazenados pelo Departamento de Operação para atividades de geração no banco de dados corporativo da Tractebel Energia, com a finalidade 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.

III - Procedimento para Comunicação de Dados Geração

No primeiro dia de cada mês, o Departamento de Operação gerará uma planilha com dados de geração. As informações desta planilha não apresentam as perdas até o ponto de entrega. Portanto, pode-se considerar que a planilha fornece os dados de energia bruta gerada. Os relatórios/ faturas da CCEE



fornece informações sobre eletricidade após as perdas. Esta informação será fornecida para a equipe técnica da Tractebel Energia para permitir o cálculo das reduções de emissões de atividade do projeto em uma base mensal.

IV - Procedimento para Controle dos Dados de Geração

Os dados de geração coletados e registrados 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 for necessário fazê-lo.

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 2 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).

VI – Cálculo dos Fatores de Emissão

Uma equipe técnica da Tractebel Energia (Central Eólica Guajiru S.A) ou empresa terceirizada será responsável por calcular as reduções de emissões de GEEs durante o período de monitoramento do projeto, conforme descrito no item B.6.1. Para o cálculo dos fatores de emissão serão utilizados dados fornecidos pela AND brasileira. Caso AND brasileira deixe de publicá-los durante o período de monitoramento, esses dados poderão ser calculados pelos participantes do projeto.

VII - Cálculo das Reduções de Emissões do Projeto

As reduções de emissões do projeto serão monitoradas mensalmente pela equipe da Tractebel Energia (Central Eólica Guajiru S.A) baseado em planilhas fornecidas pelo Departamento de Operação. O cálculo das reduções de emissão seguirá as equações descritas nesse DCP.



B.8 Data da finalização do estudo de linha de base e da metodologia de monitoramento e o nome das pessoas/entidades responsáveis

O estudo de linha de base e a metodologia de monitoramento para a atividade do projeto foram elaborados pela Enerbio Consultoria e foram concluídos em 05 de setembro de 2011. A Enerbio Consultoria não é participante do projeto.

Informações do responsável pelo projeto:

Enerbio Consultoria Ltda - ME
Porto Alegre, Brasil
Tel: 55 51 3392-1505
Email: eduardo@enerbio-rs.com.br
www.grupoenerbio.com.br

Os participantes do projeto estão listados no Anexo I com as respectivas informações de contato.

**SEÇÃO C. DURAÇÃO DA ATIVIDADE DE PROJETO / PERÍODO DE CRÉDITO****C.1 DURAÇÃO DA ATIVIDADE DO PROJETO:****C.1.1. Data de início da atividade do projeto:**

06/05/2011. Data da emissão de Ordem de Serviço (*Notice to Proceed*) para início das obras, conforme contrato estabelecido entre a Central Eólica Guajiru S.A e a Siemens (cláusula 2.2 do terceiro adendo ao Contrato de Fornecimento de Aerogeradores, Transporte, Instalação e Comissionamento de 12/04/2011).

O item B.5 desse DCP apresenta tabela detalhada com a linha de tempo evidenciando todas as ações tomadas pelos participantes do projeto relativas a definição da data de início do projeto, conforme as regras do MDL.

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

20 anos

C.2 Escolha do período de crédito e informações relacionadas:

A atividade de projeto utilizará períodos de creditação renováveis.

C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos

7 (sete) anos e pode ser renovado no máximo duas vezes.

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

02/11/2012⁴³ ou a data de registro do projeto (o que ocorrer mais tarde).

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

7 (sete) anos.

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

>>
Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

>>
Não se aplica.

⁴³ Data prevista para o início da operação comercial da Central Eólica Guajiru, segundo cronograma da Tractebel.

**SEÇÃO D. Impactos ambientais****D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo os impactos trans-fronteiriços:**

A Constituição Federal Brasileira e a legislação ambiental em vigor dispõem sobre a obrigatoriedade da elaboração de estudos ambientais prévios e do Licenciamento Ambiental para execução de obras e atividades consideradas efetivas ou potencialmente poluidoras ou causadoras de degradação ambiental.

No âmbito federal, compete ao Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) estabelecer normas, critérios e diretrizes gerais para a realização do processo de Licenciamento Ambiental e dos estudos prévios. Sendo a Central Eólica Guajiru um empreendimento voltado para a produção de energia eólica, ele está sujeito ao Licenciamento Ambiental, conforme previsto na Resolução n.º 237 do CONAMA. A fim de obter as licenças necessárias, os participantes do projeto providenciaram a elaboração do Estudo Prévio de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), conforme exigência do órgão estadual competente, a Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Estado do Ceará - SEMACE.

No estado do Ceará o processo de Licenciamento Ambiental, é efetuado pela Superintendência Estadual do Meio Ambiente – SEMACE, Autarquia criada pela Lei Estadual N° 11.481 de 28 de dezembro de 1987, vinculada ao Conselho de Política e Gestão do Meio Ambiente. A SEMACE procede o licenciamento após apresentação da anuência emitida pelos municípios em que se localiza o empreendimento, no que tange a lei de Uso e Ocupação do Solo, bem como, quando couber, dos demais órgãos competentes da União e do Estado, envolvidos no processo do licenciamento.

O Sistema de Licenciamento Ambiental do Estado do Ceará é composto das seguintes Licenças Ambientais:

- I - Licença Prévia: concedida pela SEMACE na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade, aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação;
- II - Licença de Instalação: concedida pela SEMACE para a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes;
- III - Licença de Operação: concedida pela SEMACE para a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do cumprimento das exigências constantes das licenças anteriores e estabelecimento das medidas de controle ambiental e condicionantes a serem observados para essa operação.

A Licença de Operação é renovada periodicamente, de acordo com a sua validade, através da Renovação da Licença de Operação (RLO), concedida para autorizar a continuidade da operação da atividade, mediante o cumprimento dos condicionamentos estabelecidos.

O projeto possui, até o momento de elaboração do DCP, Licença de Instalação n° 433/2011 concedida pela SEMACE com validade até 26/10/2013.



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

A área de influência ambiental de uma atividade de projeto é definida como o espaço físico, biótico e socioeconômico suscetível de alterações como consequência da sua implantação, manutenção e operação. A identificação de impactos ocorre em três fases da implementação do projeto e inclui impactos ambientais nos componentes abióticos, biótico e socioeconômico.

A implantação e operação da Central Eólica Guajiru utilizará recursos naturais e por essa razão os impactos ambientais causados são mínimos. A produção de efluentes ou resíduos durante a operação da Central Eólica é praticamente nula e o trânsito de veículos e pessoas também será mínimo. As alterações ambientais decorrentes da instalação do empreendimento serão compensadas ou atenuadas através da adoção de medidas mitigadoras e de controle ambiental. Durante a fase de construção do empreendimento os impactos serão mais significantes em razão da retirada de vegetação, do manejo de materiais, do canteiro de obras, da montagem das torres e dos aerogeradores.

O estudo de impacto ambiental da Central Eólica Guajiru foi desenvolvido nos termos da legislação ambiental vigente atendendo às diretrizes do Termo de Referência da SEMACE. A análise dos impactos ambientais demonstra resultados satisfatórios à implantação do empreendimento. Assim, a central eólica apresenta maior número de impactos com caráter benéfico do que impactos de caráter negativo na sua área de influência.

As medidas mitigadoras consideram as ações a serem implementadas pelo projeto referentes às fases de implantação e operação. O empreendedor desenvolverá programas e planos ambientais que garantam a qualidade ambiental do local. Essas medidas foram concebidas em conformidade com a legislação ambiental visando atender as exigências legais do SEMACE.

A tabela abaixo apresenta os impactos ambientais identificados e os planos de controle e monitoramento a serem desenvolvidos pelos proprietários do projeto.

**Tabela 20 - Impactos Ambientais e Planos de Monitoramento**

Fases	Impactos ambientais identificados	Planos de Controle e Monitoramento Ambiental
Implementação	Ruído: a principal fonte de ruído está relacionada com: (i) o conjunto de máquinas utilizadas para escavação; (ii) as obras; (iii) tráfego de caminhões que transportam as turbinas eólicas e (iv) o funcionamento dos equipamentos utilizados nas atividades de construção.	Plano de Monitoramento do Nível de Ruídos e Vibrações Plano de Recuperação de Áreas Degradadas
	Fuga de animais silvestres: No local da construção podem ocorrer fugas de animais silvestres para áreas que oferecem abrigo.	Programa de Auditoria Ambiental
	Liberação de poeira: Causada por equipamento e manuseio dos materiais.	Programa de Saúde das Populações Circunvizinhas ao Empreendimento
Operação	Alteração da paisagem local: principalmente na área de influência direta e seus arredores.	Plano de Conservação Paisagística
	Impacto visual: As turbinas eólicas podem causar sombreamento, resultante da variação da intensidade de luz dos seus arredores.	Plano de Monitoramento da Fauna
	Acidentes com Avifauna e Quirópteros: Avifauna e Quirópteros são as espécies mais afetadas, principalmente pela colisão com turbinas eólicas.	Programa de Monitoramento de Avifauna e Quirópteros
	Ruído: A fonte mais importante de ruído está relacionada com a operação de turbinas eólicas.	

Fonte: RIMA da Central Eólica Guajiru, página 77 a 102.

O Relatório Impacto Ambiental da Central Eólica Guajiru está disponível à EOD que validará o projeto.

**SEÇÃO E. Comentários das Partes Interessadas****E.1. Breve descrição de como os comentários das partes interessadas locais foram solicitados e compilados:**

De acordo com a Resolução de n. 07 de 05/2008⁴⁴, publicada pela Autoridade Nacional Designada (AND) Brasileira, as partes interessadas no projeto devem ser convidadas para realizar comentários sobre o projeto de MDL.

Dessa forma, os proponentes do projeto enviaram cartas às seguintes partes interessadas:

1. Prefeitura Municipal de Trairi
2. Câmara Municipal de Trairi
3. Superintendência Estadual do Meio Ambiente – SEMACE
4. Secretaria Municipal de Turismo e Meio Ambiente de Trairi
5. Ministério Público do Estado do Ceará
6. Ministério Público Federal
7. Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento - FBOMS
8. Associação de Moradores

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:

Nenhum comentário foi recebido até o momento.

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

Nenhum comentário foi recebido até o momento.

⁴⁴ Fonte: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23744.pdf. Acesso em 05/05/2011.

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

Organização:	CENTRAL EÓLICA GUAJIRU S.A.
Rua/Cx.postal:	Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064, 366
Edifício	
Cidade:	Florianópolis
Estado/Região:	Santa Catarina
CEP:	88025 - 255
País:	Brasil
Telefone:	(48) 3221 7035
FAX:	(48) 3221 7073
E-Mail:	
URL:	http://www.tractebelenergia.com.br/
Representada por:	Diogo Ricardo Marques da Silva
Título	
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Da Silva
Nome:	Diogo
Departamento:	Desenvolvimento de Negócios
Celular:	
FAX Direto:	(48) 3221-7073
Telefone Direto:	(48) 3221-7035
E-Mail	diogo@tractebelenergia.com.br

Organização:	TRACTEBEL ENERGIA S.A
Rua/Cx.postal:	Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064
Edifício	
Cidade:	Florianópolis
Estado/Região:	Santa Catarina
CEP:	88025 - 255
País:	Brasil
Telefone:	(48) 3221 7035
FAX:	(48) 3221 7073
E-Mail:	
URL:	http://www.tractebelenergia.com.br/
Representada por:	Diogo Ricardo Marques da Silva
Título	
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Da Silva
Nome:	Diogo
Departamento:	Desenvolvimento de Negócios
Celular:	
FAX Direto:	(48) 3221-7073
Telefone Direto:	(48) 3221-7035
E-Mail	diogo@tractebelenergia.com.br

Organização:	TRACTEBEL ENERGIA S.A
Rua/Cx.postal:	Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064
Edifício	
Cidade:	Florianópolis



Estado/Região:	Santa Catarina
CEP:	88025-255
País:	Brasil
Telefone:	(48) 3221 7035
FAX:	(48) 3221 7073
E-Mail:	
URL:	http://www.tractebelenergia.com.br/
Representada por:	Carlos Alberto de Verney Gothe
Título	
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Verney Gothe
Nome:	Carlos Alberto
Departamento:	Desenvolvimento de Negócios
Celular:	
FAX Direto:	(48) 3221-7073
Telefone Direto:	(48) 48 3221 7242
E-Mail	cgothe@tractebelenergia.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

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



Anexo 3

INFORMAÇÃO DA LINHA DE BASE

A partir de 2006, o MCTI 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 do Brasil, 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 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 estimar as reduções de emissão de gases de efeito estufa em projetos de MDL de geração de energia conectada 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 da Central Eólica Guajiru. Todos esses dados foram disponibilizados pela AND brasileira. Caso a AND brasileira deixe de publicá-los, esses dados poderão ser calculados também pelos participantes do projeto.

Tabela 21 - Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Mensal do ano de 2010 - Sistema Interligado Brasileiro

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - MENSAL												
2010	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	0,2111	0,2798	0,2428	0,2379	0,3405	0,4809	0,4347	0,6848	0,7306	0,7320	0,7341	0,6348

**Tabela 22 - Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Diário do ano de 2010 – Sistema Interligado Brasileiro**

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) – Diário													
2010	Dia	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	1	0,2270	0,2505	0,2447	0,2068	0,2831	0,3232	0,4227	0,5871	0,6880	0,7227	0,7493	0,6956
	2	0,2084	0,2846	0,2496	0,2448	0,3043	0,3468	0,4148	0,5773	0,6952	0,7589	0,7947	0,7111
	3	0,2022	0,2877	0,2275	0,2094	0,3500	0,3692	0,4359	0,5937	0,6901	0,7760	0,7448	0,7113
	4	0,1821	0,3181	0,1965	0,2206	0,3592	0,3277	0,4906	0,5678	0,7479	0,7552	0,7166	0,7206
	5	0,2019	0,2950	0,1873	0,2230	0,3084	0,3849	0,4810	0,5907	0,7721	0,7260	0,7086	0,7539
	6	0,2398	0,1675	0,1659	0,2178	0,2942	0,4289	0,4752	0,5781	0,7509	0,6985	0,7404	0,7191
	7	0,2370	0,1930	0,1943	0,2489	0,3012	0,3806	0,4518	0,7143	0,7578	0,7055	0,7611	0,7074
	8	0,2247	0,2826	0,1909	0,2208	0,2394	0,3819	0,4388	0,7242	0,7495	0,7014	0,7342	0,6870
	9	0,2228	0,3162	0,2264	0,2241	0,2806	0,3828	0,4563	0,6808	0,7354	0,7316	0,7407	0,6537
	10	0,2253	0,2955	0,2629	0,2179	0,2207	0,4090	0,4175	0,6437	0,7334	0,7508	0,7413	0,6291
	11	0,2103	0,3342	0,2882	0,2328	0,2060	0,4340	0,4570	0,7054	0,7356	0,7422	0,7575	0,5778
	12	0,2480	0,2957	0,2861	0,2254	0,2102	0,4868	0,4061	0,7290	0,7629	0,7599	0,7544	0,6378
	13	0,2357	0,3474	0,1842	0,2278	0,1994	0,5229	0,4591	0,7231	0,7325	0,7380	0,7498	0,7170
	14	0,2244	0,4215	0,2053	0,2140	0,2087	0,4768	0,4707	0,7045	0,7347	0,7294	0,7879	0,6971
	15	0,2223	0,3565	0,2265	0,1898	0,2625	0,4862	0,4659	0,7303	0,7402	0,7408	0,7654	0,6580
	16	0,1870	0,3521	0,2388	0,1946	0,3456	0,4597	0,4631	0,6989	0,7386	0,6877	0,7532	0,6684
	17	0,1990	0,2338	0,2312	0,1826	0,3688	0,4636	0,4103	0,7027	0,7322	0,6949	0,7277	0,6335
	18	0,1570	0,2353	0,2408	0,2051	0,3861	0,4547	0,4660	0,7056	0,7428	0,7063	0,7326	0,6628
	19	0,1710	0,1990	0,2558	0,2032	0,3948	0,5984	0,3979	0,6943	0,7447	0,7417	0,7145	0,6790
	20	0,1705	0,1931	0,2163	0,2174	0,4052	0,4661	0,3904	0,6862	0,6964	0,7361	0,7396	0,6329
	21	0,2092	0,2201	0,2467	0,2184	0,4031	0,7029	0,4103	0,7432	0,6934	0,7432	0,6628	0,5607
	22	0,1914	0,2759	0,3139	0,2107	0,5271	0,7123	0,4087	0,7508	0,7223	0,7323	0,7266	0,5688
	23	0,1643	0,3309	0,3657	0,2266	0,5461	0,7352	0,4095	0,7232	0,7046	0,7249	0,7273	0,5623
	24	0,2191	0,3535	0,3053	0,2454	0,4643	0,7498	0,3981	0,7203	0,7326	0,7235	0,7229	0,5711
	25	0,1892	0,3037	0,3083	0,2696	0,4505	0,6512	0,4237	0,7342	0,7422	0,7467	0,7219	0,5636
	26	0,1875	0,2327	0,3182	0,2488	0,4371	0,4657	0,4165	0,7369	0,7745	0,7417	0,7208	0,5489
	27	0,2247	0,2229	0,2081	0,3688	0,4150	0,5137	0,4284	0,7347	0,7459	0,7302	0,7368	0,5241
	28	0,2419	0,2243	0,2169	0,3211	0,4327	0,4339	0,4289	0,7025	0,7307	0,7240	0,7519	0,5311
	29	0,2536		0,2259	0,3664	0,2901	0,4115	0,3747	0,7186	0,7139	0,7233	0,6879	0,5331
	30	0,2319		0,2286	0,3132	0,3346	0,4287	0,3737	0,6701	0,7153	0,7354	0,6847	0,5330
	31	0,2364		0,2273		0,3290		0,5536	0,6816		0,7836		0,5531

Os fatores de emissão médios horários também estão disponíveis nos links: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora> (Acesso em Setembro/ 2011), 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 tabela a seguir apresenta o fator de emissão da margem de construção (EF_{grid, BM, y}) para o ano de 2010 utilizado para a estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do projeto.

Tabela 23 - Fator de Emissão da Margem de Construção do ano de 2010 – Sistema Interligado Nacional

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - ANUAL	
2010	0,1404

Fonte: Autoridade Nacional Designada

<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora> . Acesso em Setembro de 2011.



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.



Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO

As informações referentes ao plano de monitoramento encontram-se descritas no item B.7.2 deste DCP.