

Relatório de Validação

Relatório para a:

Tractebel Energia S.A.
e
Central Eólica Guajiru S.A.

Validação do projeto de MDL para o
Projeto de MDL da
Central Eólica de Guajiru

Referência LRQA : TCMAI110176_SUEGU_B
versão 5

Data : 30 de março de 2012

Trabalho realizado : Iuri de A. Barroso
por Márcio Pragana

Trabalho verificado : Talita Beck
por Javier Vallejo Drehs
Karuna Moorthy

Conteúdo

1	Sumário Executivo.....	3
2	Introdução.....	7
2.1	Objetivo.....	8
2.2	Escopo.....	8
2.3	Descrição do projeto de GEE.....	8
3	Metodologia.....	8
3.1	Análise de documentos.....	8
3.2	Visita ao local e entrevistas de acompanhamento.....	9
3.3	Solução das Solicitações de Esclarecimento e Solicitações de Ação Corretiva 10	
3.4	Controle de qualidade interno.....	10
4	Protocolo de validação e conclusões.....	10
4.1	Aprovação.....	11
4.2	Exigências de participação.....	12
4.3	Documento de Concepção do Projeto.....	12
4.4	Descrição do projeto.....	12
4.5	Metodologia de linha de base e monitoramento.....	13
4.6	Adicionalidade de uma atividade de projeto.....	15
4.7	Plano de Monitoramento.....	16
4.8	Consulta pública local.....	17
4.9	Impactos ambientais.....	17
4.10	Resumo de Alterações.....	17
5	Comentários das partes, atores e ONGs.....	19
6	Parecer da validação.....	20
7	Apêndices.....	22
7.1	Apêndice A: Carta de Aprovação do projeto pela AND do país anfitrião e investidor.....	22
7.2	Apêndice B: Relação dos documentos analisados.....	22
7.3	Apêndice C: Lista das pessoas entrevistadas.....	25
7.4	Apêndice D: Como foram devidamente considerados os comentários públicos sobre as exigências de validação.....	25
7.5	Apêndice E: Certificados de Nomeação.....	26
7.6	Apêndice F: Protocolo de validação e registro dos resultados.....	27

- ☒ Não pode ser distribuído sem permissão do cliente ou da unidade organizacional responsável
☐ Distribuição limitada
☐ Distribuição irrestrita

1 Sumário Executivo

A Lloyd's Register Quality Assurance Limited foi contratada pela Tractebel Energia S.A., que representa os participantes do projeto (PPs), para realizar a validação da atividade de projeto proposta "Projeto de MDL da Central Eólica Guajiru". A validação foi realizada através de um processo de análise de documento com base no documento de concepção do projeto, versão 01, datado de 15 de setembro de 2011, apresentado inicialmente para validação, e em revisões subsequentes, entrevistas de acompanhamento com os atores, solução de problemas pendentes e emissão do relatório de validação.

O Projeto do MDL da Central Eólica Guajiru é um projeto novo localizado no município de Trairi, estado do Ceará, Brasil. O projeto irá gerar eletricidade implementando e operando 13 turbinas eólicas de eixo horizontal, com uma capacidade nominal total de 30 MW. Na linha de base, a eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria sido gerada pela operação de centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração. A atividade do projeto irá promover reduções de emissões de GEE deslocando a geração de eletricidade com base em combustível fóssil que, de outro modo, teria ocorrido.

O preenchimento das exigências definidas na Cláusula 12 do Protocolo de Quioto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), as modalidades e procedimentos para um MDL (MDL M&P) e as decisões relevantes da Conferência das Partes, servindo como reunião das Partes do Protocolo de Quioto (COP/MOP) e o Conselho Executivo do MDL (EB do MDL) foram avaliados e a conformidade com as exigências da validação foram confirmadas com base nas informações fornecidas. Para realizar a validação foi adotada uma abordagem com base no risco e foram levantadas solicitações de ação corretiva (SACs) e de esclarecimentos (SEs) para ações pertinentes dos PPs.

A equipe de validação encontrou no processo de validação 3 SACs e 5 SEs. Os participantes do projeto tomaram ações e enviaram à LRQA todas as explicações, evidências e revisões de documentos adicionais necessárias. O parecer da equipe de validação é que a atividade do projeto proposta, como descrito no documento de concepção do projeto, versão 3, datado de 30 de janeiro de 2012, satisfaz todas as exigências pertinentes da UNFCCC para o MDL, assim como as exigências nacionais do país anfitrião, exceto pela pendência da Carta de Aprovação (CA).

Referência LRQA: TCMAI110176_SUEGU_B Data: 30 de março de 2012 Página 3 de 85

A Lloyd's Register Quality Assurance Ltd, suas controladas e subsidiárias e seus respectivos diretores, funcionários ou agentes são, separada e coletivamente, referenciados nesta cláusula como o "Grupo Lloyd's Register". O Grupo Lloyd's Register se isenta de qualquer responsabilidade e não será responsável perante qualquer pessoa por perdas, danos ou despesas causados por confiança nas informações ou recomendações deste documento ou fornecidos de qualquer outro modo, salvo se essa pessoa tiver assinado um contrato com a entidade pertinente do Grupo Lloyd's Register para o fornecimento dessas informações ou recomendações e, nesse caso, qualquer responsabilidade será exclusivamente nos termos e condições estabelecidos nesse contrato.

Antes da apresentação do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o projeto deverá receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, inclusive a confirmação de que o projeto ajuda o país a alcançar o desenvolvimento sustentável. Para obter detalhes sobre a aprovação da validação pelo país anfitrião, consulte o Protocolo de Validação no Apêndice F, seção 1.

Se implementado conforme concebido, o projeto deve atingir a quantidade estimada de reduções de emissões e contribuir para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião. A LRQA, portanto, solicitaria o registro do "Projeto de MDL da Central Eólica Guajiru" ao Conselho Executivo do MDL como uma atividade de projeto do MDL, uma vez que a CA pela AND brasileira esteja emitida.

Lloyd's Register Quality Assurance
Ltd
Hiramford
Middlemarch Office Village
Siskin Drive

Sede social:
Lloyd's Register
71 Fenchurch Street
London EC3M 4BS
Reino Unido

Referência LRQA: TCMAI110176_SUEGU_B Data: 30 de março de 2012 Página 4 de 85

A Lloyd's Register Quality Assurance Ltd, suas controladas e subsidiárias e seus respectivos diretores, funcionários ou agentes são, separada e coletivamente, referenciados nesta cláusula como o "Grupo Lloyd's Register". O Grupo Lloyd's Register se isenta de qualquer responsabilidade e não será responsável perante qualquer pessoa por perdas, danos ou despesas causados por confiança nas informações ou recomendações deste documento ou fornecidos de qualquer outro modo, salvo se essa pessoa tiver assinado um contrato com a entidade pertinente do Grupo Lloyd's Register para o fornecimento dessas informações ou recomendações e, nesse caso, qualquer responsabilidade será exclusivamente nos termos e condições estabelecidos nesse contrato.

Abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BE	Emissões da linha de base
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPM	Modelo de Determinação do Preço dos Ativos Fixos
SACs	Solicitações de Ação Corretiva
CAPEX	Despesas de Capital
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
CE do MDL	Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
M&P do MDL	Modalidades e Procedimentos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MVV do MDL	Manual de Validação e Verificação do MDL
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobrás
CEPRAM	Conselho Estadual do Meio Ambiente, estado da Bahia
RCE	Redução Certificada de Emissões
CIMGC	Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
SEs	Solicitações de Esclarecimento
COP/MOP	Conferência das Partes na qualidade de Reunião das Partes do Protocolo de Quioto
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
AND	Autoridade Nacional Designada
EOD	Entidade Operacional Designada
EF	Fator de Emissão
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
Eletrobrás	Empresa de capital aberto controlada pelo governo brasileiro que opera nas áreas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade
ERPA	Contrato de compra e venda de redução de emissões
SAF	Solicitação de Ação Futura
GEE	Gás de Efeito Estufa
PCPG	Processo de Consulta Pública Global
ICG	Sistema de transmissão compartilhado que interliga uma planta ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima
TIR	Taxa Interna de Retorno
PQ	Protocolo de Quioto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
kW / kWh	quilowatt / quilowatt hora
LE	Emissões das fugas
CA	Carta de Aprovação
LR	Lloyd's Register
LRQA	Lloyd's Register Quality Assurance Limited
MW / MWh	megawatt / megawatt hora
NCV	Poder calorífico inferior
ONG	Organização não governamental
AOD	Assistência Oficial ao Desenvolvimento
OPEX	Despesas Operacionais
DCP	Documento de Concepção do Projeto
PE	Emissões do projeto

PIS/COFINS	Imposto de contribuição social, pagável por entidades jurídicas, para financiar o pagamento de seguro-desemprego e abono aos trabalhadores
PP	Participante do projeto
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
tCO ₂ e	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
CGE	Central Eólica

2 Introdução

O participante do projeto (PP), representado pela Tractebel Energia S.A., contratou a Lloyd's Register Quality Assurance Limited (LRQA) para realizar a validação da atividade do projeto proposta "Projeto de MDL da Central Eólica Guajiru". Este relatório resume os resultados do processo de validação que foi conduzido com relação às exigências de validação do MDL.

A validação foi realizada pela equipe formada pelo seguinte pessoal qualificado da LRQA:

Iuri de A. Barroso	LRQA Brasil	Validador da Equipe/ Validador Líder do MDL / Especialista do país anfitrião do MDL
Márcio Pragana	Especialista externo	Especialista do Setor
Talita Beck	LRQA Brasil	Revisor Técnico (UT)
Javier Vallejo Drehs	LRQA Ltd.	Revisor Técnico e Tomador de Decisões
Karuna Moorthy	Especialista externo	Especialista do setor para revisão técnica

O pessoal que participa da validação de um projeto de MDL é qualificado com base nos procedimentos estabelecidos da LRQA para assegurar que as exigências de recursos satisfaçam todas as exigências dos critérios de competência de uma EC/EOD no âmbito do MDL (Padrão de Credenciamento do MDL versão 03). A LRQA foi designada como uma entidade operacional e concentra toda a responsabilidade pela tomada de decisões relativas à validação, de acordo com as exigências de credenciamento do CE do MDL. O certificado de nomeação do pessoal da equipe está anexado a este relatório.

2.1 Objetivo

A validação é o processo de avaliação por uma terceira parte independente de uma atividade do projeto com base no DCP, conforme as exigências do MDL definidas na Cláusula 12 do Protocolo de Quioto, o MDL M&P, o presente anexo, as decisões subsequentes tomadas pelo COP/MOP e o CE do MDL, e outras regras aplicáveis à atividade do projeto proposta, inclusive a legislação do país anfitrião e as suas exigências específicas de desenvolvimento sustentável. A validação segue as exigências da versão atual do Manual de Validação e Verificação do MDL (MVV do MDL) para assegurar a qualidade e a consistência do trabalho e do relatório de validação.

2.2 Escopo

O escopo da validação é uma análise independente e objetiva da concepção do projeto. A análise do DCP é conduzida conforme as exigências do Protocolo de Quioto, do MDL M&P e das decisões relevantes do COP/MOP e do CE do MDL. A LRQA segue na validação uma abordagem com base no risco concentrando-se na identificação de riscos significativos para a implementação do projeto e geração de RCEs. A validação não tem a finalidade de fornecer consultoria para os PPs, contudo, as solicitações de ação corretiva (SACs) e solicitações de esclarecimentos (SEs) podem fornecer contribuições para a melhoria da concepção do projeto. A conclusão da validação deve ser definitiva, sujeita à análise do tomador de decisão da LRQA Ltd.

2.3 Descrição do projeto de GEE

O Projeto do MDL da Central Eólica Guajiru é um projeto novo localizado no município de Trairi, estado do Ceará, Brasil. O projeto irá gerar eletricidade pela implementação e operação de 13 turbinas eólicas com eixo horizontal, com uma capacidade nominal total de 30MW e uma geração de eletricidade líquida estimada de 128.637 MWh/ano. Na linha de base, a eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria sido gerada pela operação de centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração. A atividade do projeto irá promover reduções de emissões de GEE deslocando a geração de eletricidade com base em combustível fóssil que teria ocorrido de outro modo.

A data de início da atividade do projeto, 06 de maio de 2011, é a data de emissão pelo Proprietário do Projeto da Ordem de Serviço para fornecimento e obras do projeto, de acordo com a cláusula 20 do Acordo de Fornecimento, Transporte, Instalação e Comissionamento de Aerogerador e da Torre (contrato WTS) celebrado entre a Central Eólica Guajiru Ltda. e a Siemens Ltda. Esta Ordem de Serviço legalmente determinar a entrada em vigor do contrato do WTS e obriga o proprietário do projeto a arcar com os primeiros gastos do projeto.

A quantidade estimada de reduções de emissões de GEE do projeto é de 354.865 tCO₂e durante o primeiro período renovável de obtenção de créditos de 7 anos.

3 Metodologia

3.1 Análise de documentos

A validação é realizada principalmente com base na análise do documento de concepção do projeto (DCP) e de outras documentações de apoio.

O DCP Versão 1 datado de 15 de setembro de 2011 foi analisado inicialmente. A LRQA solicitou aos PPs a apresentação de informações e documentos de apoio relativos à concepção do projeto e essas informações e documentos adicionais também foram analisados pela LRQA.

Durante o processo da validação, o DCP e seus documentos de apoio foram avaliados para confirmar as ações realizadas pelos PPs com relação às SACs e SEs emitidas pela LRQA. Os documentos analisados pela LRQA estão relacionados no Apêndice B. A LRQA analisou a versão final do DCP versão 3, datada de 30 de janeiro de 2012 para confirmar se todas as modificações concordadas foram incorporadas.

3.2 *Visita ao local e entrevistas de acompanhamento*

Foi realizada uma visita à sede da Tractebel, como detalhado no cronograma abaixo:

Data	Local / Endereço	Parte entrevistada	Assuntos abordados	Membros da equipe no local
16 de novembro de 2011	Sede da Tractebel, Florianópolis, SC, Brasil	Tractebel	• Descrição do projeto, limites e coordenadas geográficas • Engenharia, suprimento e construção [sigla em inglês de "Engineering, Procurement and Construction"] • Aplicabilidade da metodologia de linha de base e monitoramento / identificação da linha de base • Algoritmos e fórmulas usados para determinar as reduções de emissões	Iuri A Barroso (líder da equipe) Márcio Pragana (especialista do setor)
17 de novembro de 2011			• Determinação da adicionalidade • Cálculos das RCEs	
18 de novembro de 2011			• Estudo ambiental e medidas de mitigação/licenças ambientais • Consulta pública / resposta a comentários recebidos • Plano de monitoramento e procedimentos de GQ/CQ • Modalidades de comunicação	

Uma vez que, de acordo com o proprietário do projeto, não há estruturas relevantes como torres, turbinas ou geradores instalados no local do projeto no momento da

visita local de validação, a equipe do projeto decidiu realizar uma análise feita no escritório completa e uma visita à sede da Tractebel.

Uma lista completa das pessoas entrevistadas é mostrada no Apêndice C.

Para obter detalhes de todos os resultados da análise feita no escritório e da visita à sede da Tractebel, consulte Protocolo e resultados da validação no Apêndice F.

3.3 Solução das Solicitações de Esclarecimento e Solicitações de Ação Corretiva

A LRQA aplica a abordagem com base no risco para destacar problemas de alto risco para os resultados da validação, ao mesmo tempo em que não omite nenhuma parte dos processos obrigatórios.

Os resultados identificados no processo estão indicados sob os títulos de Solicitações de Ação Corretiva (SACs), Solicitações de Esclarecimento (SEs) e Solicitações de Ação Futura (SAFs). As SACs e SEs exigem que os PPs execute as ações pertinentes. Os critérios para julgamento de itens como SAC ou SE são os seguintes:

Solicitação de ação corretiva (SAC):

- os participantes do projeto cometeram erros que irão influenciar a capacidade da atividade do projeto de atingir reduções de emissões adicionais reais e mensuráveis
- as exigências do MDL não foram atendidas, ou
- existe um risco de que as reduções de emissões não possam ser monitoradas ou calculadas.

Solicitação de esclarecimento (SE):

- as informações são insuficientes ou não são suficientemente claras para determinar se as exigências aplicáveis do MDL foram atendidas.

SAFs seriam levantadas para destacar questões relacionadas à implementação do projeto, que exigem análise durante a primeira verificação da atividade do projeto. As SAFs não estão relacionadas com as exigências de registro do MDL.

As SACs e SEs devem ser resolvidas ou encerradas se os PPs modificarem a concepção do projeto, retificar o DCP ou fornecer explicações ou evidências adicionais adequadas que satisfaçam as questões. Se isso não for completado, a atividade do projeto não poderá ser recomendada ao Conselho Executivo do MDL para registro.

Para obter detalhes sobre a natureza das questões levantadas, a natureza das respostas fornecidas, o meio de validação dessas respostas e as alterações resultantes no DCP ou nos anexos de apoio, consulte Protocolo e resultados da validação no apêndice F.

3.4 Controle de qualidade interno

Uma análise técnica por uma pessoa qualificada independente da equipe de validação e uma análise por um tomador de decisão autorizado foram conduzidas antes da apresentação do relatório de validação ao PP e antes da solicitação de registro da atividade do projeto.

4 Protocolo de validação e conclusões

Esta seção oferece uma visão geral das atividades de validação realizadas pela

LRQA para se chegar às conclusões e ao parecer final da validação. Ela inclui as conclusões gerais com base no Manual de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Outros detalhes em relação a cada elemento do protocolo e a cada resultado são mostrados nos Protocolo e Resultados da Validação – Apêndice F.

O protocolo é estruturado com base nas principais exigências de validação como segue:

- Aprovação das partes envolvidas
- Exigências de participação
- Documento de Concepção do Projeto
- Descrição do projeto
- Metodologia de linha de base e monitoramento
 - o Aplicabilidade da metodologia selecionada
 - o Limite do projeto
 - o Identificação de linha de base
 - o Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões
- Adicionalidade de uma atividade de projeto
 - o Consideração Prévia do MDL
 - o Identificação de alternativas
 - o Análise de investimentos
 - o Análise de barreiras
 - o Análise da prática comum
- Plano de monitoramento
- Consulta pública local
- Impactos ambientais.

4.1 Aprovação

Um projeto de MDL deve ser aprovado pelas Partes envolvidas.

A ser completada após a apresentação da CA, no estágio final de validação. De acordo com as regras da AND brasileira, a emissão da Carta de Aprovação está condicionada à apresentação do relatório de validação da EOD pelo PP à AND (Resolução nº 1 de 11 de setembro de 2003).

A parte anfitriã do projeto proposto é o Brasil.

O Brasil ratificou o Protocolo de Quioto em 23 de agosto de 2002. A Autoridade Nacional Designada (AND) é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC).

O projeto está atualmente sendo proposto como um projeto de MDL unilateral e a parte do Anexo I ainda não foi identificada. De acordo com a disposição do parágrafo 57 da 18ª reunião do CE do MDL, o registro de uma atividade de projeto pode ocorrer sem que uma parte do Anexo I esteja envolvida no estágio de registro.

Este Relatório de Validação será atualizado para refletir o recebimento da CA e quaisquer exigências especificadas nela.

Para obter detalhes relacionados a essa seção, consulte o Protocolo de validação no Apêndice F seção 1.

4.2 Exigências de participação

Os participantes do projeto, Tractebel Energia S.A e Central Eólica Guajiru S.A, são entidades privadas sediadas no Brasil.

O projeto está atualmente sendo proposto como um projeto de MDL unilateral e a parte do Anexo I ainda não foi identificada.

Os detalhes de contato dos PPs estão fornecidos corretamente no Anexo 1 do DCP.

A participação dos PPs na atividade do projeto ainda tem que ser autorizada e confirmada na CA emitida pela AND das Partes em questão. A equipe tem ainda que confirmar que nenhuma outra entidade além das entidades autorizadas está indicada como participante do projeto no DCP.

Para obter detalhes relacionados a essa seção, consulte o Protocolo de validação no Apêndice F seção 2.

4.3 Documento de Concepção do Projeto

O DCP versão 3 foi verificado e considerado completo conforme as Diretrizes para preenchimento do documento de concepção do projeto (MDL - DCP) e as novas metodologias de linha de base e monitoramento propostas (MDL - NM) relativas à versão mais recente aplicável à validação.

É usado um formulário válido do MDL - DCP, estando o formulário atual disponível no website do MDL.

Para obter detalhes relacionados a essa seção, consulte o Protocolo de validação no Apêndice F seção 3.

4.4 Descrição do projeto

O Projeto do MDL da Central Eólica Guajiru é um projeto novo localizado no município de Trairi, estado do Ceará, Brasil. O projeto irá gerar eletricidade pela implementação e operação de 13 turbinas eólicas com eixo horizontal, com uma capacidade nominal total de 30 MW e uma geração de eletricidade líquida estimada de 128.637 MWh/ano. Na linha de base, a eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria sido gerada pela operação de centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração. A atividade do projeto irá promover reduções de emissões de GEE deslocando a geração de eletricidade com base em combustível fóssil que teria ocorrido de outro modo.

As coordenadas geográficas de referência (SIRGAS 2000, UTM 24M) das turbinas eólicas da atividade do projeto, validadas por meio da comparação com os valores apresentados no relatório de certificação eólica, são:

Turbina eólica nº	Decimais		SIRGAS 2000, UTM 24M	
	Latitude (Sul)	Longitude (Oeste)	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 LRQA confirma que a descrição incluída no DCP versão 3 está exata e completa. Essa descrição dá ao leitor um entendimento claro da natureza precisa da atividade do projeto e dos aspectos técnicos de sua implementação.

A descrição do projeto foi validada por análise de documento, incluindo relatórios de Certificação Eólica, contratos de arrendamento de terra, contratos EPC (engenharia, suprimento e construção) e entrevistas.

Desenvolvimento sustentável

A AND da parte anfitriã ainda tem que confirmar a contribuição da atividade do projeto para o desenvolvimento sustentável da parte anfitriã.

Para obter detalhes relacionados a essa seção, consulte o Protocolo de validação no Apêndice F seção 1.

4.5 Metodologia de linha de base e monitoramento

Aplicabilidade da metodologia selecionada à atividade do projeto

A atividade do projeto aplicou a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", Versão 12.2.0. Também foram aplicadas a "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" Versão 6.0.0 e a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" Versão 2.2.1, ambas mencionadas na metodologia.

A LRQA confirma que a metodologia selecionada aplica-se a esta atividade de projeto. A aplicabilidade do projeto foi confirmada com relação a cada uma das condições na metodologia aprovada selecionada. O Apêndice F inclui a lista de cada condição de aplicabilidade, os passos tomados para validar cada uma delas e a conclusão sobre sua aplicabilidade na atividade do projeto proposta.

Para obter detalhes relacionados a esta seção, consulte o Protocolo de validação no Apêndice F seção 5.

Limite do projeto

O limite do projeto foi validado através de análise da documentação das licenças ambientais e relatório de certificação eólica e por entrevistas, que confirmaram que o projeto é uma planta nova e, como resultado, que não existem processos nem equipamentos afetados pela atividade do projeto.

As emissões relacionadas à construção, transporte de funcionários e instalações de apoio (p.ex., restaurante) foram identificadas e desprezadas de acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 12.2.0. Não foi identificada nenhuma fonte de emissão significativa que possa ser afetada pela atividade do projeto e que não seja abordada pela metodologia aprovada selecionada. Isto foi confirmado pela comparação com as atividades de projeto de MDL similares do Projeto de Central Eólica Osório – Brasil, ref. 0603, Liaoning Fuxin Gaoshanzi 100,5 MW Projeto de Energia Eólica – China, ref. 3344, e Zafarana 8 - Projeto da Central Eólica, Egito, ref. 3501.

Através dos processos realizados, a equipe de validação confirmou que o limite do projeto identificado, as fontes e gases selecionados são justificados para a atividade do projeto e que eles atendem às exigências da metodologia aprovada.

Para mais detalhes sobre se alguma discrepância foi identificada e os processos realizados, por exemplo, SAC emitido ou esclarecimentos solicitados, revisão ou desvio da metodologia aprovada para aprovação pelo CE do MDL antes da conclusão da validação, consulte o Protocolo de Validação no Apêndice F, seção 5a.

Identificação de linha de base

O cenário da linha de base identificado no DCP foi avaliado em relação às exigências da metodologia aprovada ACM0002, versão 12.2.0, “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”.

A LRQA pode confirmar que o procedimento incluído nessa metodologia para identificar o cenário da linha de base mais razoável foi aplicado corretamente.

Os passos tomados para avaliar a identificação da linha de base estão descritos no Protocolo de validação no Apêndice F seção 5b.

A LRQA confirma que:

- Todas as hipóteses e dados utilizados pelos participantes do projeto estão relacionados no DCP, incluindo suas referências e fontes;
- Toda a documentação é pertinente para a definição do cenário da linha de base e foi citada e interpretada corretamente no DCP;
- As hipóteses e os dados usados na identificação do cenário da linha de base são justificados adequadamente, apoiados por evidências, e podem ser considerados razoáveis;
- As políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais pertinentes são consideradas e estão listadas no DCP;
- A metodologia aprovada de linha de base foi aplicada corretamente para identificar o cenário da linha de base mais razoável e o cenário da linha de base que representa de forma razoável o que aconteceria na ausência da atividade de projeto do MDL proposta.

Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões

A LRQA confirmou que os passos tomados e as equações aplicadas para calcular as emissões do projeto, as emissões da linha de base e as reduções de emissões estão de acordo com as exigências da metodologia aprovada ACM0002 versão 12.2.0.

Os passos tomados para avaliar os algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões estão descritos no Protocolo de validação no Apêndice F seção 5.c.

A LRQA confirma que:

- Todas as hipóteses e dados utilizados pelos participantes do projeto estão relacionados no DCP, incluindo suas referências e fontes;
- Toda a documentação usada pelos participantes do projeto como base para as hipóteses e fonte dos dados está corretamente citada e interpretada no DCP;
- Todos os valores usados no DCP versão 3 são considerados razoáveis no contexto da atividade de projeto do MDL proposta;
- A metodologia de linha de base foi aplicada corretamente para calcular as emissões do projeto, emissões da linha de base, fugas e reduções de emissões;
- Todas as estimativas das emissões da linha de base podem ser reproduzidas usando os valores dos dados e parâmetros fornecidos no DCP.

4.6 Adicionalidade de uma atividade de projeto

A adicionalidade do projeto foi demonstrada pelos PPs usando a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”, Versão 6.0.0.

Consideração Prévia do MDL

A consideração prévia dos benefícios do MDL na decisão de realizar a atividade do projeto foi avaliada pela equipe de validação, seguindo a Orientação sobre a demonstração e avaliação de consideração prévia do MDL, CE62 Anexo 13, versão 4. A data de início da atividade do projeto, 06 de maio de 2011, é a data de emissão da Ordem de Serviço para fornecimento e obras, conforme estabelecido no contrato assinado entre os PPs e o fornecedor das turbinas eólicas.

O início da atividade do projeto foi posterior a 2 de agosto de 2008. Os PPs informaram à AND do país anfitrião e à Secretaria da UNFCCC, por escrito, sobre o início da atividade do projeto e sobre sua intenção de buscar o status de MDL. Essa notificação foi feita à Secretaria da UNFCCC e à AND do país anfitrião em 30 de junho de 2010, antes da data de início da atividade do projeto. Pelo processo de validação, a LRQA confirma que a atividade do projeto proposta satisfaz a exigência das Diretrizes para a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL.

Os passos tomados para avaliar a séria consideração prévia do MDL estão descritos no Protocolo de validação no Apêndice F seção 6a.

Identificação de alternativas

A lista no Protocolo de validação – Apêndice F seção 6.b – mostra as alternativas dadas no DCP versão 2 e menciona de forma clara como a LRQA validou essas alternativas como realistas e confiáveis.

O parecer da LRQA é que a lista de alternativas fornecida no DCP versão 3 é realista e confiável considerando a tecnologia e as circunstâncias da atividade do projeto proposta assim como o negócio do investidor.

Análise de investimentos

A opção de Análise de investimentos foi usada para demonstrar a adicionalidade da atividade do projeto proposta. A LRQA confirma que o DCP fornece evidência de que esta atividade do projeto não seria a alternativa mais atraente do ponto de vista financeiro ou econômico.

Os PPs mostraram que a atividade do projeto é adicional demonstrando que os retornos financeiros da atividade do projeto proposta seriam insuficientes para justificar o investimento necessário (TIR do capital próprio *versus* Benchmark).

Para avaliar a adicionalidade desta atividade do projeto, a LRQA atendeu à versão mais recente da “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos” como fornecida pelo Conselho Executivo do MDL e a outras orientações pertinentes, inclusive as “Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga das plantas” mais recentes.

Para obter detalhes sobre a validação dos parâmetros usados nos cálculos financeiros e sobre a avaliação do benchmark aplicado, consulte o Protocolo de validação no Apêndice F seção 6c.

A LRQA confirma que as hipóteses subjacentes para a análise de investimentos são apropriadas e que os cálculos financeiros estão corretos.

Análise da prática comum

A LRQA confirma que a atividade de projeto do MDL proposta não é amplamente observada nem comumente realizada no Brasil.

A análise da prática comum apresentada no DCP versão 3 seguiu a última versão das Diretrizes sobre a Prática Comum e a Ferramenta para Demonstrar e Avaliar a Adicionalidade. Argumentos razoáveis foram apresentados para considerar que existem distinções essenciais entre essas atividades e o projeto de MDL proposto.

Para obter detalhes sobre a validação do escopo geográfico, a avaliação da existência de projetos semelhantes e também sobre a avaliação das distinções essenciais entre a atividade do projeto proposta e outros projetos semelhantes, consulte o Protocolo de validação no Apêndice F seção 6e.

4.7 Plano de Monitoramento

O DCP versão 3 inclui um Plano de Monitoramento com base na metodologia aprovada consolidada ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 12.2.0.

A LRQA confirma que o Plano de monitoramento descrito no DCP versão 3 atende às exigências da metodologia de monitoramento e que os PPs serão capazes de aplicar esse Plano de monitoramento seguindo as medidas de monitoramento nele descritas.

Para obter detalhes sobre a validação do Plano de monitoramento, consulte o Protocolo de validação no Apêndice F seção 7.

4.8 Consulta pública local

Os PPs solicitaram comentários dos atores locais sobre a atividade do projeto proposta em 19 de agosto de 2010, antes da publicação do DCP versão 1 no website da UNFCCC. Cópias dos convites de comentários postados pelo PP para os atores locais, assim como as confirmações de recebimento correspondentes, foram avaliadas e consideradas de acordo com a Resolução nº 7 de 05 de março de 2008.

A LRQA confirma que o processo de consulta pública foi direcionado aos atores e que foi adequado para identificar a opinião dos atores sobre o projeto e para coletar seus pontos de vista.

Para obter detalhes sobre os passos tomados para avaliar a adequação da consulta pública, consulte o Protocolo de validação no Apêndice F seção 8.

4.9 Impactos ambientais

A LRQA confirmou que os PPs realizaram uma análise dos impactos ambientais.

Os PPs enviaram documentação à LRQA sobre a análise dos impactos ambientais desta atividade do projeto de acordo com o parágrafo 37 (c) das modalidades e procedimentos de MDL.

Para obter detalhes sobre a análise de documento e sobre a determinação se os PPs realizaram a análise dos impactos ambientais, consulte o Protocolo de validação no Apêndice F seção 9.

4.10 Resumo de Alterações

As alterações significativas feitas no DCP original publicado para o processo de consulta pública internacional estão resumidas abaixo. O DCP versão 1 datado de 15 de setembro de 2011 foi modificado e várias alterações ocorreram por causa do resultado do processo de validação. O DCP versão 3 datado de 30 de janeiro de 2012 inclui todas essas alterações.

Descrição técnica da atividade do projeto: o local do projeto, inicialmente dado apenas no SIRGAS 2000, sistema UTM 24M, também foi dada em graus com casas decimais.

Análise de investimentos: as referências para o cálculo do benchmark usado na análise financeira foram alteradas (consulte a SAC 01). Também foi incluída no DCP uma explicação em relação ao mau desempenho histórico dos projetos de geração de energia eólica mencionado e por que tal desempenho também deve ser razoavelmente esperado da atividade de projeto proposta.

Prática comum: foram feitas alterações para adequar a análise da prática comum à nova revisão da análise da prática comum CE63 anexo 12 (consulte a SAC 02). Mais explicações sobre o motivo pelo qual a atividade do projeto não se beneficiou do PROINFA foram incluídas no DPC, devido a comentários levantados durante a análise técnica do relatório de validação.

Plano de monitoramento: outros detalhes foram adicionados ao DCP sobre a medição da energia elétrica fornecida à rede (consulte a SAC 04). A descrição dos procedimentos de medição, verificação cruzada e calibração também foram detalhados, devido a comentários levantados durante a análise técnica do relatório de validação.

Cálculo ex-ante das reduções de emissões: O PP incluiu no DCP B.6.3 o valor calculado de $EF_{grid,OM,y}$ e explicou que ele é calculado através da média aritmética simples do $EF_{grid,OM,y}$ mensal publicado pela AND brasileira.

Ambiente: detalhes sobre os impactos ambientais e as medidas de mitigação e controle foram adicionados na seção D.2 do DCP.

Para obter detalhes sobre os resultados das respostas aos SACs e SEs, discussões sobre revisões da documentação do projeto e as alterações detalhadas do DCP provenientes do processo de validação, consulte o Registro de Resultados da Validação no Protocolo de Validação no Apêndice F.

5 Comentários das partes, atores e ONGs

De acordo com as exigências dos Procedimentos para processamento e elaboração de relatórios na validação de atividades de projeto do MDL, o DCP deve ser disponibilizado para o público durante 30 dias sujeito a disposições de confidencialidade acordadas com os PPs, para permitir que sejam recebidos comentários das partes, atores e ONGs credenciadas pela UNFCCC sobre as exigências de validação e registro.

O DCP foi disponibilizado para o público de acordo com as exigências do procedimento no período de 01 de outubro de 2011 – 30 de outubro de 2011 conforme

<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/1E3CENS9I7EA4SAWRXXFUWGD0N20ME/view.html>.

Nenhum comentário foi recebido.

6 Parecer da validação

A LRQA realizou a validação da atividade do projeto proposta “Projeto de MDL da Central Eólica Guajiru” com base nas exigências do MDL como definido na Cláusula 12 do Protocolo de Quioto, nas M&P do MDL, no presente anexo, nas decisões subsequentes tomadas pela COP/MOP e pelo CE do MDL, e em outras regras aplicáveis à atividade do projeto proposta, inclusive a legislação do país anfitrião e suas exigências específicas para o desenvolvimento sustentável.

A atividade de projeto proposta é um projeto novo localizado no município de Trairi, estado do Ceará, Brasil. O projeto irá gerar eletricidade pela implementação e operação de 13 turbinas eólicas com eixo horizontal, com uma capacidade nominal total de 30 MW e uma geração de eletricidade líquida estimada de 128.637 MWh/ano. Na linha de base, a eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria sido gerada pela operação de centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração. A atividade do projeto irá promover reduções de emissões de GEE deslocando a geração de eletricidade com base em combustível fóssil que teria ocorrido de outro modo.

Os participantes do projeto são a Tractebel Energia S.A e a Central Eólica Guajiru S.A. O projeto aplica a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002 Versão 12.2.0, “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”.

Para chegar às conclusões e parecer finais da validação, a LRQA realizou uma análise feita no escritório, visita à matriz dos PPs, entrevistas com a equipe envolvida e uma pesquisa independente sobre as fontes de informações alternativas para fazer uma verificação cruzada e validar as informações, hipóteses, cálculos e afirmações apresentadas no DCP.

A equipe de validação concluiu que a descrição da atividade do projeto no DCP versão 3 está exata e completa e que todos os critérios de aplicabilidade da metodologia ACM0002 Versão 12.2.0 são atendidos; o cenário da linha de base foi identificado corretamente e as hipóteses adotadas são sólidas; o plano de monitoramento está de acordo com a metodologia aplicável, com medidas viáveis e meios de implementação suficientes para assegurar que as reduções de emissões resultantes da atividade de projeto do MDL possam ser relatadas ex-post e verificadas.

A atividade do projeto é adicional como demonstrado pela análise financeira e pela análise da prática comum; todos os parâmetros usados nos cálculos das reduções de emissões tiveram suas fontes verificadas, foram interpretados corretamente e são escolhas conservadoras.

Fica razoavelmente demonstrado que o projeto não é um cenário da linha de base provável e que as reduções de emissões atribuíveis ao projeto são adicionais a qualquer outra que teria ocorrido na ausência da atividade do projeto.

Os atores locais, como a Câmara Municipal, a Prefeitura, o Fórum Brasileiro de ONGs, representantes das comunidades vizinhas e os promotores públicos federal e estadual foram convidados a comentar o projeto, de acordo com as exigências da

Resolução nº 7 da AND brasileira, conforme verificado pelos protocolos de recebimento correspondentes. Conforme declaração dos PPs, nenhum comentário foi recebido na consulta pública local.

Não há componentes do projeto ou questões excluídos da validação, exceto a CA, que ainda precisa ser emitido após a análise da AND do Relatório de Validação.

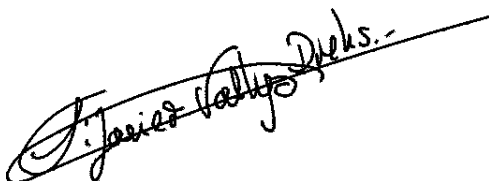
Durante o processo de validação, a equipe de validação identificou 3 SACs e 5 SEs. O PP resolveu as questões levantadas e enviou à LRQA o DCP revisado e outras evidências de apoio. Mais detalhes sobre isso podem ser encontrado na seção “Resultados”, no final do Apêndice F.

O parecer da equipe de validação é que a atividade do projeto proposta satisfaz todas as exigências relevantes da UNFCCC para o MDL, assim como as exigências nacionais do país anfitrião, exceto pela ausência da CA.

Antes da apresentação do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o projeto deverá receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, inclusive a confirmação de que o projeto ajuda o país a alcançar o desenvolvimento sustentável.

Caso seja implementado conforme descrito, o projeto provavelmente obterá as redução de emissões validadas de 50.695 tCO₂e como média anual durante o período de obtenção de créditos. A LRQA solicitaria o registro da atividade “Projeto de MDL da Central Eólica de Guajiru” ao Conselho Executivo do MDL como uma atividade de projeto do MDL, após a emissão da CA posterior à análise da AND do Relatório de Validação.

Tomador de decisão



Javier Vallejo Drehs

Gerente de Qualidade do MDL
12/04/2012

7 Apêndices

7.1 **Apêndice A: Carta de Aprovação do projeto pela AND do país anfitrião e investidor**

A Carta de Aprovação da *Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima* ainda tem que ser recebida

7.2 **Apêndice B: Relação dos documentos analisados**

Documentos Categoria A (documentos preparados pelos PPs)

1. Formulários de consideração prévia para a AND e o UNFCCC: "Prior Consideration DNA_CIMGC - Guajiru.pdf" e "Prior Consideration to UNFCCC_Guajiru.doc"
2. Data de início do projeto: "Notice to Proceed .pdf"
Cartas para os atores locais:
3. "Associacao de Moradores.pdf"
4. "Camara Municipal.pdf"
5. "FBOMS.pdf"
6. "Ministerio Publico Estadual.pdf"
7. "Ministerio Publico Federal.pdf"
8. "Prefeitura.pdf"
9. "Secretaria Munic de Meio Ambiente.pdf"
10. "Superintendencia Estadual do Meio Ambiente.pdf"
Letters to local stakeholders_Acknowledgements of receipt :
11. "AR Associacao de Moradores.jpg"
12. "AR Camara Municipal.jpg"
13. "AR FBOMS.jpg"
14. "AR Ministerio Pub Estadual.jpg"
15. "AR Ministerio Publico Federal.jpg"
16. "AR Prefeitura.jpg"
17. "AR Sec de Meio Ambiente.jpg"
18. "AR Superintendencia Estadual de Meio Ambiente.jpg"
19. Documento de Concepção do Projeto "Guajiru_PDDV01.pdf" e "Guajiru_PDDV02.pdf"
20. Acordo de fornecimento, transporte, instalação e comissionamento de aerogeradores e torre: "TSA_master_final- guajiru.pdf"
21. Aditivo do contrato de fornecimento, transporte, instalação e comissionamento dos aerogeradores e da torre: "First Amendment TSA Guajiru_signed version"
22. Aditivo do contrato de fornecimento, transporte, instalação e comissionamento dos aerogeradores e da torre: "Third Amendment TSA Guajiru_signed version"
23. Relatório de certificação eólica "Wind certification_CGE-Guajiru.pdf"
24. Estimativa de produção de energia e perdas sistêmicas: "WPP Generation .xls" e "Systemic Losses.pdf"
25. Planilhas de análise de investimentos "Cash Flow_Guajiru.xls", "Cash Flow_Guajiru V02" e "Global CAPM electricity generation 2011.xls"
26. Estimativa do preço da energia: EPE, Empresa de Pesquisas Energéticas, resultados dos leilões de fontes de energia alternativas,
 - i. <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Fontes%20Alternativas%202010/Leil%C3%B5esdeFontesAlternativascontratam89usinas.com2892,2MW.aspx?CategoriaID=6695>

CAPEX:

27. "First Amendment TSA Guajiru_signed version.pdf";
28. "Third Amendment TSA Guajiru_signed version.pdf";
29. "TRS 214-10-R3 - Proposta Comercial TRACTEBEL.pdf" ;
30. "Guajiru_civil works.pdf"
31. Custos de arrendamento do terreno: "Land Lease Contract_Guajiru.pdf"
32. Engenharia do proprietário: "ENG001-PRJ-DC-0128-000__Fleixeiros.pdf"
33. Estimativa de custos operacionais: "O&M Eolica_REFERENCE.pdf"
34. Custos de seguro: "Wind Projects - Insurance budget.xls"
35. Outros custos: "Custos de MSO Trairi 4 sites mar10.xls"
36. Custos de transmissão da eletricidade: Resolução federal da ANEEL nº 907, 11 de novembro de 2009
37. Contrato de Compra e Venda de Ações e Quotas, arquivo "Contrato de Compra e Venda de Ações e Quotas.pdf"
38. BNDES, condições de financiamento para projetos de geração de energia em geral:
http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financ_eiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html
39. BNDES, condições de financiamento para projetos de geração de energia renovável:
http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financ_eiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html
40. Banco de Dados de Geração de Energia da ANEEL,
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=7&fase=3>), em 03 de dezembro de 2012
41. ANEEL, quantidade de centrais eólicas no Brasil:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=7&fase=3> (em 03 de dezembro de 2012)
42. ANEEL, informações sobre as datas de início de operação no endereço eletrônico <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>, "link "Usinas Eólicas", arquivo "Cronograma_Eventos_EOL_dezembro_2011.xls")
43. Ministério das Minas e Energia, projetos que se beneficiaram do PROINFA (<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PROINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf>, slide 13)
44. Relatório de análise do impacto ambiental: "RIMA_Guajiru.pdf"
45. Licença ambiental "Licença Guajiru.pdf"
46. Modalidades da forma de comunicação
47. Certificado de Componente do Conjunto Rotor-Nacelle, Det Norske Veritas, arquivo "WTG 20Lifetime.pdf"
48. Cálculo do CAPM, arquivo "Global CAPM Power Sector 2011"
49. Carta do BNDES sobre o fator de carga adotado para propósito de financiamento, arquivo "Plant load factor value P90_PP requirement and response from BNDES"
50. Custos das peças sobressalentes para os aerogeradores, arquivo "PCA_Signed version"
51. Empresa Brasileira de Pesquisa Energética, "Abatimento das emissões relacionadas à produção e ao uso da energia no Brasil até 2020"

Documentos Categoria B (outros documentos referenciados)

1. "Manual de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo", versão 01.2
2. MDL, "Diretrizes para preenchimento do documento de concepção do projeto e novas metodologias propostas de linha de base e monitoramento", versão 7
3. MDL, "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", ACM0002, versão 12.2.0.
4. MDL, "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade", versão 06.0.0
5. MDL "Diretrizes para a demonstração e avaliação de consideração prévia do MDL", versão 04
6. MDL "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos", versão 05.
7. Nota informativa do Painel de Metodologias do MDL "Valores padrão para retorno do capital próprio em projetos de MDL" (50 Reunião, Anexo 8)
8. MDL "Diretrizes sobre a prática comum" versão 01.0
9. MDL "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", versão 02.2.1
10. MDL, "Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga das plantas", versão 01.0.
11. Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, Resolução nº 1 de 11 de setembro de 2003.
12. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), lei No. 10438 de 26 de abril de 2002 (Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão)
13. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 77, 18 de agosto de 2004 (Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão)
14. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 907, 11 de novembro de 2009 (Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão)
15. Lei Federal nº 9427 / 1996 (taxa de inspeção de concessão de transmissão)
16. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Despacho nº 4080 /2010 (taxa de inspeção de concessão de transmissão)
17. CIMGC_Clarification note sobre os fatores de emissão do sistema interligado nacional
18. DCP do projeto registrado no MDL "Central Eólica de Osório", ref. 0603, <http://cdm.unfccc.int/filestorage/M/D/X/MDXVFKVSY9IDOP6B7D7PZ5XKJM5770/MDXVFKVS.pdf?t=Sjl8bHhgOW0zfDB-L8o0va30LNygRY5UAMfc>
19. DCP do projeto de MDL registrado "Projeto de Central Eólica de Liaoning Fuxin Gaoshanzi 100,5 MW – China, ref. 3344 <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-RHEIN1265184701.98/view>
20. DCP sobre o projeto de MDL registrado " Zafarana 8 - Projeto da Central Eólica - Egito, ref. 3501, <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1268916200.69/view>
21. OPEX: Schaeffer, R.; Szklo, S.A., 2000. Future electric power technology choices of Brazil: a possible conflict between local pollution and global climate change, Energy Policy 29 (2001) 355-369

7.3 Apêndice C: Lista das pessoas entrevistadas

Alice de Moraes Falleiro	Enerbio Consult.	Analista do projeto
Anamélia Medeiros Santos	IPR GDF Suez	Gerente de projeto
Aline T. de Souza	Tractebel	Analista de proc. de operação
Diego M. Silveira	Tractebel	Analista do projeto
Eduardo B. de S. Leão	Enerbio Consult.	Diretor
Eduardo T. Guiyotoku comercial	Tractebel	Analista de planejamento
Fernando A. de Alencar	IPR GDF Suez	Consultor financeiro

7.4 Apêndice D: Como foram devidamente considerados os comentários públicos sobre as exigências de validação

O DCP versão 1 foi disponibilizado para o público de acordo com as exigências dos Procedimentos para processamento e elaboração de relatórios na validação de uma atividade de projeto do MDL no período de 01 de outubro de 2011 – 30 de outubro de 2011 conforme

<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/1E3CENS9I7EA4SAWRXXFUWGD0N20ME/view.html>

Nenhum comentário foi recebido durante esse período. Não foi necessária nenhuma outra alteração no DCP.

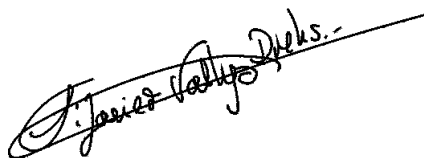
7.5 Apêndice E: Certificados de Nomeação

Validação do “Projeto de MDL da Central Eólica Guajiru”

Certificamos por meio deste que as pessoas a seguir participaram do processo de validação que atendeu totalmente às exigências de competência da validação da atividade de projeto do MDL.

Nome da pessoa	Funções atribuídas
Iuri de A. Barroso	Líder da Equipe
Márcio Pragana	Especialista do Setor apoiando a equipe de validação
Talita Beck	Revisor Técnico (UT)
Javier Vallejo Drehs	Revisor Técnico e Tomador de Decisões.
Karuna Moorthy	Especialista do setor apoiando a análise técnica

Assinado por



Javier Vallejo Drehs
Gerente de Qualidade do MDL
Tomador de decisão
12/04/2012

7.6 Apêndice F: Protocolo de validação e registro dos resultados

	Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 1. Aprovação		
Aprovação do país anfitrião		
1. A AND do país anfitrião forneceu uma aprovação por escrito?	Sim ☐ Não ☐ NA ☐ ¹ De acordo com as regras da AND brasileira, a emissão da Carta de Aprovação está condicionada à apresentação do relatório de validação da EOD pelos PPs à AND (Resolução nº 1 de 11 de setembro de 2003).	Pendente
2. Confirmar se a carta foi emitida pela AND da Parte e é válida para a atividade de projeto do MDL proposta em validação	Sim ☐ Não ☐ NA ☐ De acordo com as regras da AND brasileira, a emissão da Carta de Aprovação está condicionada à apresentação do relatório de validação da EOD pelos PPs à AND (Resolução nº 1 de 11 de setembro de 2003).	Pendente
3. Mencionar o meio de validação empregado para avaliar a autenticidade da Carta de Aprovação. Indicar a fonte da CA (por exemplo, PP ou diretamente da AND)	A ser completada após a apresentação da CA, no estágio final de validação.	Pendente

¹Para cada seção e pergunta em que uma resposta SIM/NÃO/NA seja necessária, explique sua escolha.

	Situação validada	Conclusão
4. A Carta de Aprovação escrita confirma o seguinte: (a) A parte é signatária do Protocolo de Quioto (incluindo a ratificação); (b) A participação é voluntária; (c) A atividade de projeto do MDL proposta contribui para o desenvolvimento sustentável do país; (d) Faz referência ao título preciso da atividade de projeto do MDL proposta no DCP sendo enviado para registro.	Sim ☐ Não ☐ NA ☐ A ser completada após a apresentação da CA, no estágio final de validação.	Pendente
5. A carta de aprovação é incondicional com relação à (a) a (d) acima?	Sim ☐ Não ☐ NA ☐ A ser completada após a apresentação da CA, no estágio final de validação.	Pendente
6. A CA da parte anfitriã reconhece a atividade de agrupamento (se aplicável)?	Sim ☐ Não ☐ NA ☐ A ser completada após a apresentação da CA, no estágio final de validação.	Pendente
Aprovação da Parte do Anexo I		
7. A AND do país do Anexo I forneceu uma aprovação por escrito?	Sim ☐ Não ☒ NA ☐ O projeto está atualmente sendo proposto como um projeto de MDL unilateral e a parte do Anexo I ainda não foi identificada. De acordo com a disposição do parágrafo 57 da 18a reunião do CE do MDL, o registro de uma atividade de projeto pode ocorrer sem que uma parte do Anexo I esteja envolvida no estágio de registro.	N/A
8. Confirmar se a carta foi emitida pela AND da Parte e é válida para a atividade de projeto do MDL proposta em validação	Sim ☐ Não ☐ NA ☒	N/A

	Situação validada	Conclusão
9. Mencionar o meio de validação empregado para avaliar a autenticidade da Carta de Aprovação Indicar a fonte da CA (por exemplo, PP ou diretamente da AND)	Sim ☐ Não ☐ NA ☒	N/A
10. A Carta de Aprovação escrita confirma o seguinte: (a) A parte é signatária do Protocolo de Quioto (incluindo a ratificação); (b) A participação é voluntária; (c) Faz referência ao título preciso da atividade de projeto do MDL proposta no DCP sendo enviado para registro.	Sim ☐ Não ☐ NA ☒	N/A
11. A carta de aprovação é incondicional com relação à (a) a (c) acima?	Sim ☐ Não ☐ NA ☒	N/A
Aprovação do país anfitrião e da parte do Anexo I		
12. A Carta de Aprovação contém especificações adicionais da atividade do projeto? Como: - Número da versão do DCP - Número da versão do relatório de validação Certificar-se de que a solicitação de registro seja feita com base nos documentos especificados em qualquer uma das cartas.	A ser completada após a apresentação da CA, no estágio final de validação.	Pendente

		Situação validada	Conclusão	
SEÇÃO 2. Participação				
1	Confirmar se os PPs estão listados de forma tabular na seção A.3 do DCP e se essas informações estão consistentes com os detalhes de contato fornecidos no Anexo 1 do DCP e com os detalhes de contato nas MoC.	Nome dos PPs da parte anfitriã no DCP/ A.3	Tractebel Energia S.A e Central Eólica Guajiru S.A	OK
		Nome dos PPs da parte anfitriã no DCP/ Anexo1	Tractebel Energia S.A e Central Eólica Guajiru S.A	
		Nome dos PPs da parte anfitriã nas MoC	Tractebel Energia S.A e Central Eólica Guajiru S.A	
		Nome dos PPs da Parte do Anexo 1 no DCP/ A.3	O projeto está atualmente sendo proposto como um projeto de MDL unilateral e a parte do Anexo I ainda não foi identificada. De acordo com a disposição do parágrafo 57 da 18a reunião do CE do MDL, o registro de uma atividade de projeto pode ocorrer sem que uma parte do Anexo I esteja envolvida no estágio de registro.	
		Nome dos PPs da Parte do Anexo 1 no DCP/ Anexo1		
		Nome dos PPs da Parte do Anexo 1 nas MoC		
2	Confirmar que cada um dos PPs foi aprovado por pelo menos uma Parte envolvida	Sim ☐ Não ☐ NA ☐ A ser completada após a apresentação da CA, no estágio final de validação.		Pendente
3	Confirmar que nenhuma entidade além das aprovadas como PPs estão incluídas na seção A.3 do DCP.	Sim ☐ Não ☐ NA ☐ A ser completada após a apresentação da CA, no estágio final de validação.		Pendente

	Situação validada	Conclusão
4	Certifique-se de que a aprovação da participação tenha sido emitida pela AND pertinente e, em caso de dúvida, verifique isso com a AND correspondente.	Pendente
5	As MoC foram completadas de acordo com os “Procedimentos para MoC entre os participantes do projeto e o Conselho Executivo” mais recentes? - Nenhuma modificação deve ser feita no modelo/formulário e cada documento deve estar datado de forma clara - O título do projeto, os nomes dos participantes do projeto e os pontos focais devem estar totalmente consistentes com os indicados nas outras partes da documentação do projeto - Os escopos dos pontos focais devem estar indicados de forma clara e correta - Detalhes de contato e espécime das assinaturas das entidades dos ponto focais, incluindo os dos participantes do projeto no Anexo 1, devem ser inseridos corretamente. Somente um contato de telefone, fax e e-mail deve ser inserido por signatário autorizado. Nos casos em que forem incluídos detalhes adicionais de contato, somente as primeiras informações indicadas serão levadas em consideração e somente o endereço comercial oficial da entidade proposta deve ser fornecido no formulário F-CDM-MOC. - A Declaração de acordo na Seção 3 deve ser assinada por um signatário autorizado para cada participante do projeto: as assinaturas disponibilizadas na Seção 3 devem corresponder às indicadas no documento relacionado do Anexo 1; as entidades dos pontos focais que não estão designadas como participantes do projeto não devem assinar a Seção 3. Sim ☒ Não ☐ NA ☐ SE 05 (para obter mais detalhes, consulte a seção Resultados, no final do Apêndice F): Questão levantada: Uma MoC assinada não foi fornecida pelos PPs. A MoC assinada foi fornecida pelos PPs. A SE 05 foi encerrada. O documento “Guajiru Wind Power Plant MoC.pdf” foi avaliado e aprovado. A autoridade única do ponto focal foi atribuída à Tractebel Energia S.A. (signatário principal Sr. Carlos Alberto Gothe e nenhum signatário alternativo). A Declaração de acordo foi adequadamente assinada pelos PPs. A MoC está consistente com o DCP e as informações estão de acordo com o formulário F-CDM-MOC e as exigências dos procedimentos. A autoridade do signatário da MoC foi validada. A autoridade única do ponto focal e o signatário autorizado principal da MoC em nome da Tractebel Energia S.A., Sr. Carlos Alberto Gothe, também assinaram o contrato de fornecimento do gerador eólico e da torre (em nome da Central Eólica Guajiru Ltda), como pode ser visto no arquivo “First Amendment TSA Guajiru_signed version.pdf”, mencionado no apêndice B. O contrato de fornecimento do gerador eólico e da torre envolve a maior parte do CAPEX total.	SE 05, encerrada OK

	Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 3. Documento de concepção do projeto		
1. A atividade do projeto é de Pequena escala ou de Escala normal?	Escala normal ☒ Pequena escala ☐ Pequena escala agrupada ☐ Potência nominal > 15 MW (Resolução 17 CP.7).	OK
2. O DCP usou o modelo mais recente e a orientação do Conselho Executivo do MDL disponíveis no website de MDL da UNFCCC? Verificar saídas da verificação de preenchimento.	Sim ☒ Não ☐ Os PPs usaram o modelo F-MDL-DCP - Formulário do Documento de Concepção do Projeto versão 03.0 e as "Diretrizes para preenchimento do documento de concepção do projeto (MDL - DCP) e as novas metodologias de linha de base e monitoramento" Versão 7, http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/pdd/index.html. Embora uma nova versão 04 do F-MDL-PDD 04 tenha sido publicada, a versão de formulário usada pelos PPs está em período de carência para o envio do projeto para registro.	OK

		Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 4. Descrição do projeto			
1. Descrever o processo realizado para validar que a descrição da atividade de projeto do MDL proposta, conforme incluída no DCP, abrange de forma suficiente todos os elementos pertinentes, é exata e dá ao leitor um entendimento claro da natureza da atividade de projeto do MDL proposta.	Os limites do projeto, a argumentação relativa à contribuição para o desenvolvimento sustentável e a descrição técnica da atividade do projeto foram avaliados em relação à metodologia aprovada (ACM0002). A declaração dos PPs de que o projeto é novo foi considerada confiável, após entrevistas com o pessoal dos PPs e análise de documento. A licença ambiental, o relatório de impacto ambiental, o contrato de arrendamento de terra e o contrato de compra e venda de ações e quotas não mencionam nenhuma instalação já presente na área do projeto. O relatório de impacto ambiental afirma na página 1.6 que “A área de influência direta do projeto é parte de um ambiente pré-litoral, onde não há nenhum tipo de construção”. Para obter mais detalhes sobre a documentação analisada, consulte o Apêndice B, “documentos preparados pelos PPs”. A capacidade instalada e a energia líquida produzida foram verificadas e estão de acordo com as Diretrizes para Elaboração de Relatórios e Validação dos Fatores de Carga das Plantas, item 3(b). Para obter mais detalhes, consulte a Seção 6c. “Análise de investimentos”, na tabela de entradas da análise de investimentos, parâmetro “Energia Líquida Produzida”. A vida útil do aerogerador foi validada com o Certificado de Componente do Conjunto Rotor-Nacelle, Det Norske Veritas, arquivo “WTG 20Lifetime.pdf”. Consulte o Anexo B, “documentos preparados pelos PPs”. A capacidade instalada, a geração de energia líquida e o fator de carga da planta foram verificados e validados. Para obter mais detalhes, consulte a Seção 6c. As coordenadas de cada turbina eólica foram verificadas no DCP, página 6, A.4.1.4 Tabela 02, em relação aos valores do estudo do vento. Como referência, projetos semelhantes registrados (Projeto da Central Eólica de Osório – Brasil, ref. 0603, Liaoning Fuxin Gaoshanzi 100,5 MW Projeto de Energia Eólica – China, ref. 3344 e Zafarana 8 - Projeto da Central Eólica, Egito, ref. 3501) foram considerados como uma forma de confirmar que nenhuma informação importante estava faltando.		OK

	Situação validada	Conclusão
2. Confirmar que o local exato do projeto é informado no DCP com as coordenadas geográficas e verificar a precisão delas. Incluir aqui as coordenadas geográficas:	O local exato do projeto é informado no DCP. As coordenadas geográficas foram validados pela comparação com os valores apresentados na certificação eólica realizada pela Megajoule (documento em português "Wind certification_CGE-Guajiru.pdf", página 7, "Dados de vento de referência". - De acordo com o estudo, o local da estação de medição da velocidade do vento é 475,801m E; 9,638,697 m S (SIRGAS2000, UTM24M) - As coordenadas de cada turbina eólica foram verificadas no DCP, página 5, A.4.1.4 Tabela 02, em relação aos valores do estudo do vento. As coordenadas geográficas, fornecidas primeiramente pelos PPs apenas no SIRGAS 2000, UTM 24M do sistema foram, após análise técnica, convertidas pelos PPs para decimais, com o auxílio de uma planilha de conversão, disponível no site http://www.uwgb.edu/dutchs/UsefulData/UTMConversions1.xls.	OK
3. Confirmar que a inspeção do local físico reflete a descrição no DCP da atividade de projeto do MDL proposta.	Foi confirmado por meio de entrevistas com o pessoal dos PPs que o local reflete a descrição no DCP, ou seja, que nenhuma central elétrica renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto (planta nova). Consulte as perguntas 4.1 e 5.a.1.	OK

	Situação validada		Conclusão
4. Se a equipe não realizou uma inspeção física no local, descrever a justificativa conforme aprovada pelo Gerente de Qualidade do MDL. (MVV 01.2: 60-61) Descrever brevemente a inspeção física no local: Detalhes de viagem e instalações, unidades e prédios visitados.	Considerando que, de acordo com os PPs, o projeto é uma planta totalmente nova e nenhuma obra relevante (como torres, turbinas ou geradores) havia sido iniciada no momento da visita, a equipe de validação decidiu realizar a visita no escritório dos PPs, onde foram avaliadas as evidências do atual estágio do projeto. Foi confirmado por meio de entrevistas com o pessoal dos PPs que o local reflete a descrição no DCP, ou seja, que nenhuma central elétrica renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto (planta nova). O contrato de arrendamento de terra e o contrato de compra e venda de ações e quotas não mencionam nenhuma instalação já presente na área do projeto. A licença ambiental, que garante legalmente aos PPs a permissão para iniciar a instalação do projeto, foi concedida em 27 de outubro de 2011, alguns dias pós a visita à sede da Tractebel. Para obter mais detalhes sobre a documentação analisada, consulte o Apêndice B, “documentos preparados pelos PPs”, “Guajiru_land lease contract”, “Contrato de Compra e Venda de Ações e Quotas” e “Licença Guajiru.pdf” (licença ambiental). Todos os elementos da descrição do projeto foram validados durante a visita à matriz dos PPs. Os PPs apresentaram os estudos de vento para determinação da energia líquida produzida, nos quais consta a descrição da metodologia aplicada, incluindo os equipamentos de monitoramento do vento e as referências das fontes dos dados brutos. A empresa de engenharia contratada possui uma reputação sólida no setor e foi considerada confiável. O processo de consulta pública local foi validado por meio de cartas-convite e das confirmações de recebimento correspondentes. Conforme mencionado no protocolo de validação no apêndice F seção 8, a equipe confirmou durante a visita que o processo de consulta foi realizado de acordo com a Resolução nº 7 da AND brasileira. A abordagem dos PPs com relação às questões ambientais (licenças de instalação, avaliação dos impactos ambientais e plano de medidas de mitigação) foi validada durante a visita à sede da Tractebel, como mencionado no relatório de validação, apêndice F seção 9.		OK
5. Se a atividade de projeto do MDL proposta envolver a	Pré-projeto	Atividade do projeto	OK

	Situação validada	Conclusão
alteração de uma instalação ou processo existente, certificar-se de que a descrição do projeto mencione claramente as diferenças resultantes da atividade do projeto em comparação com a situação pré-projeto.	NA. A atividade do projeto não envolve a alteração de uma instalação ou processo existente. De acordo com o DCP e como confirmado durante a visita ao escritório dos PPs, a atividade do projeto proposta consiste na instalação de uma unidade geradora de energia renovável interligada à rede em um local onde nenhuma central elétrica renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto (planta nova).	
6. Possíveis financiamentos públicos das Partes no Anexo I para o projeto não devem ser um desvio da assistência oficial ao desenvolvimento (AOD).	Como discutido durante a visita à sede da Tractebel, não há financiamento público das Partes no Anexo I ou da AOD. A equipe de validação confirma que o BNDES foi a única fonte de financiamento para todos os investimentos de capital intensivos no setor de energia no Brasil.	OK
7. Se a atividade do projeto for de pequena escala, confirmar que não é um componente desagrupado de um projeto de grande escala, de acordo com o apêndice C das M&P simplificados para atividades de projeto do MDL de Pequena Escala e com as Diretrizes para a avaliação de desagrupamento de atividade de projeto de Pequena Escala.	O projeto não é de pequena escala. A capacidade de produção (capacidade nominal total: 30 MW, de acordo com os itens A.2 e A.4.3 do DCP) é maior que 15 MW (decisão 17 CP.7).	OK

	Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 5. Metodologia de linha de base e monitoramento		
1. As metodologias de linha de base e monitoramento selecionados pelos participantes do projeto foram previamente aprovadas pelo Conselho Executivo do MDL, ou seja, elas aparecem na página de metodologias do website da UNFCCC?	Sim ☒ Não ☐ NA ☐ Aplica-se a Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis ACM0002 versão 12.2.0. http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/C505BVV9P8VSNNV3LTK1BP3OR24Y5L A metodologia faz referência às ferramentas metodológicas abaixo. • Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico; • Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade; • Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade; • Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis. A atividade do projeto segue a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” e a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. A Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade não se aplica. A Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis não se aplica porque a atividade do projeto não envolve combustão de combustíveis fósseis.	OK
2. Se a atividade do projeto for de pequena escala; ela se qualifica dentro do limite dos três tipos possíveis de projetos de pequena escala? Confirmar as informações fornecidas no DCP.	O projeto não é de pequena escala. A capacidade de produção (capacidade nominal total: 30 MW, de acordo com o item A.2 do DCP) é maior que 15 MW (de acordo com a decisão 17 CP.7).	OK

	Situação validada	Conclusão																
3. Se a atividade do projeto for de pequena escala; qual metodologia de pequena escala aprovada o projeto aplica? Confirmar que a metodologia de Pequena Escala se aplica em conjunto com as diretrizes gerais para metodologias de MDL de Pequena Escala.	O projeto não é de pequena escala. A capacidade de produção (capacidade nominal total: 30 MW, de acordo com o item A.2 do DCP) é maior que 15 MW (de acordo com a decisão 17 CP.7).	OK																
4. Determinar se a metodologia selecionada se aplica à atividade do projeto, inclusive se a versão usada é válida Descrever os passos tomados para avaliar as informações pertinentes contidas no DCP na tabela abaixo	Foi confirmado que a atividade do projeto proposta atende às condições de aplicabilidade da metodologia selecionada e das ferramentas metodológicas como abaixo. Dentre as ferramentas mencionadas na metodologia aplicada, a Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade e a Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis não são usadas no projeto. <table> <tr> <th>Metodologia/Ferramenta</th> <th>Versão de MA/FA mencionada no DCP versão 3</th> <th>Número/data da versão mais recente</th> <th>Validação da versão adotada no DCP</th> </tr> <tr> <td>ACM0002</td> <td>12.2.0</td> <td>12.3.0, 02 de março de 2012</td> <td>OK, a versão adotada está em período de carência</td> </tr> <tr> <td>Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade.</td> <td>6.0.0</td> <td>06.0.0, 25 de novembro de 2011</td> <td>OK, a versão mais recente está sendo usada</td> </tr> <tr> <td>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</td> <td>2.2.1</td> <td>2.2.1, 29 de setembro de 2011</td> <td>OK, a versão mais recente está sendo usada</td> </tr> </table>	Metodologia/Ferramenta	Versão de MA/FA mencionada no DCP versão 3	Número/data da versão mais recente	Validação da versão adotada no DCP	ACM0002	12.2.0	12.3.0, 02 de março de 2012	OK, a versão adotada está em período de carência	Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade.	6.0.0	06.0.0, 25 de novembro de 2011	OK, a versão mais recente está sendo usada	Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico	2.2.1	2.2.1, 29 de setembro de 2011	OK, a versão mais recente está sendo usada	OK
Metodologia/Ferramenta	Versão de MA/FA mencionada no DCP versão 3	Número/data da versão mais recente	Validação da versão adotada no DCP															
ACM0002	12.2.0	12.3.0, 02 de março de 2012	OK, a versão adotada está em período de carência															
Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade.	6.0.0	06.0.0, 25 de novembro de 2011	OK, a versão mais recente está sendo usada															
Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico	2.2.1	2.2.1, 29 de setembro de 2011	OK, a versão mais recente está sendo usada															

No.	Condição de aplicabilidade na ACM0002 Versão 12.2.0.	Informações no DCP	Passos tomados para avaliar as informações do DCP	Conclusão
Condição de aplicabilidade da ACM0002				
1	A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, retrofitting ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica, unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas, unidade/central de energia de marés.	DCP B.2: "... o projeto é uma central geradora de energia renovável interligada à rede que consistirá em uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central geradora de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto..."; "O projeto é uma central eólica".	A atividade do projeto foi confirmada como instalação de central eólica através da análise dos documentos "Contrato de Compra e Venda de Ações e Quotas" e "Third Amendment TSA Guajiru_signed version". Consulte o Anexo B, documentos preparados pelos PPs.	OK
2	No caso de aumentos de capacidade, modernizações ou substituições (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, energia solar, energia de ondas ou energia das marés que usam a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou retrofitting da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto.	DCP B.2: "... o projeto é uma central geradora de energia renovável interligada à rede que consistirá em uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central geradora de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto..."; "O projeto é uma central eólica"; "a atividade do projeto não envolve acréscimo de capacidade ou retrofitting de plantas existentes, nem envolve uma substituição de plantas existentes."	A atividade do projeto foi confirmada como instalação de central eólica através da análise dos documentos "Contrato de Compra e Venda de Ações e Quotas" e "Third Amendment TSA Guajiru_signed version". Consulte o Anexo B, documentos preparados pelos PPs.	OK
3	No caso de centrais hidrelétricas, uma das condições a seguir deve aplicar-se: ☐ A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, sem alteração no volume do reservatório; ou ☐ A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, onde o volume do reservatório é aumentado e a densidade de potência da atividade do projeto, de acordo com as definições dadas na seção de Emissões do Projeto, é maior que 4 W/m ² ; ou ☐ A atividade do projeto resulta em novos reservatórios e a	DCP B.2: "O projeto é uma central eólica (portanto, não é uma planta de biomassa nem uma central hidrelétrica com densidade de potência menor que 4 W/m ²) e não envolve a troca de combustíveis fósseis para energia renovável no local da atividade do projeto."	N/A	OK

	<i>densidade de potência da central elétrica, de acordo com as definições dadas na seção de Emissões do projeto, é maior que 4 W/m2.</i>			
Condição de inaplicabilidade da ACM0002				
4	<i>Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local.</i>	<i>DCP B.2:” O projeto é uma central eólica (portanto, não é uma planta de biomassa nem uma central hidrelétrica com densidade de potência menor que 4 W/m2) e não envolve a troca de combustíveis fósseis para energia renovável no local da atividade do projeto.”</i>	A atividade do projeto é um desenvolvimento novo de uma central eólica e não houve nenhuma central elétrica alimentada com combustível fóssil no local do projeto. Isso foi confirmado pela análise da documentação do projeto e entrevistas com os PPs.	OK
5	<i>Centrais elétricas alimentadas com biomassa.</i>		N/A	OK
6	<i>Centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes em que a densidade de potência da central elétrica é menor que 4 W/m².</i>		N/A	OK
Condição de aplicabilidade da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”;				
7	<i>Essa ferramenta pode ser aplicada para estimar os valores de OM, BM e/ou CM durante o cálculo das emissões da linha de base para uma atividade de projeto que substitui a eletricidade da rede, ou seja, nos casos em que uma atividade de projeto fornece eletricidade a uma rede ou uma atividade de projeto que resulte em economia da eletricidade que seria fornecida pela rede (p.ex. projetos de eficiência energética do lado de demanda).</i>	<i>DCP B.2:” ...o projeto é uma central geradora de energia renovável interligada à rede...”</i>	A atividade do projeto foi confirmada como uma central elétrica interligada à rede pela análise da documentação do projeto (“Wind certification_CGE-Guajiru”, veja apêndice B) e de entrevistas com os PPs.	OK
Condição de inaplicabilidade da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”				
8	<i>No caso de projetos do MDL, a ferramenta não é aplicável se o sistema elétrico do projeto estiver localizado, em parte ou na totalidade, em um país do Anexo I.</i>	<i>DCP A.2: “O projeto está localizado no nordeste do Brasil”</i>	O local do projeto foi confirmado pela análise da documentação do projeto (“Wind certification_CGE-Guajiru”, veja apêndice B) e de entrevistas com os PPs.	OK

	Situação validada	Conclusão
5. Confirmar que qualquer orientação específica fornecida pelo Conselho Executivo do MDL com relação a uma metodologia aprovada foi corretamente aplicada.	A metodologia define critérios claros para verificar as condições de aplicabilidade e cada condição é verificada como detalhado acima.	OK
6. Se uma determinação relativa à aplicabilidade da metodologia selecionada para a atividade de projeto do MDL proposta não puder ser feita, solicitar esclarecimento da metodologia de acordo com a orientação fornecida pelo Conselho Executivo do MDL. Descrever a solicitação de esclarecimento e a resposta.	N/A	OK
7. Se a equipe de validação determinar que a atividade de projeto do MDL proposta não atende às condições de aplicabilidade da metodologia, a equipe poderá prosseguir por meio de solicitação de revisão ou desvio da metodologia de acordo com a orientação fornecida pelo Conselho Executivo do MDL. Descrever a solicitação de revisão ou desvio e a aprovação pelo Conselho Executivo do MDL.	N/A	OK
8. Se existirem emissões de GEE ocorrendo dentro do limite da atividade de projeto do MDL proposta que não são abordadas pela metodologia aplicada e que devem contribuir com mais de 1% da média anual das reduções de emissões gerais esperadas como resultado da implementação do projeto, mas for determinado que a(s) metodologia(s) aprovada(s) é/são aplicável(is) à atividade do projeto, fornecer aqui informações sobre elas com relação aos critérios de aplicabilidade e justificar a determinação.	Não havia emissões identificadas decorrentes da atividade do projeto, exceto as tratadas pela metodologia, de acordo com a validação pelo especialista do setor da LRQA durante a visita. Além disso, de acordo com a descrição da atividade do projeto e DCPs registrados de atividades de projetos semelhantes (projeto da central eólica de Osório, no Brasil, ref. 0603, Projeto de Energia Eólica Liaoning Fuxin Gaoshanzi de 100,5 MW – China, ref. 3344, e Zafarana 8 - Projeto da Central Eólica, Egito, ref. 3501), não é esperada nenhuma outra emissão relevante.	OK

	Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 5a. Limite do projeto		

	Situação validada	Conclusão
1. O limite do projeto inclui o local físico e geográfico da unidade, dos processos ou dos equipamentos industriais afetados pela atividade do projeto?	Sim ☒ Não ☐ NA ☐ O limite do projeto foi descrito no DCP, seção B.3, como sendo o Sistema Interligado Nacional completo. Isto está de acordo com a metodologia adotada ACM0002, que afirma que “a extensão espacial do limite do projeto inclui a central do projeto e todas as centrais interligadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a central do projeto de MDL está interligada.” A declaração dos PPs de que o projeto é uma central eólica renovável nova e, portanto, de que não há processos ou equipamentos afetados pela atividade do projeto, foi considerada confiável, após entrevistas com o pessoal dos PPs e análise de documento. O contrato de arrendamento de terra e o contrato de compra e venda de ações e quotas não mencionam nenhuma instalação já presente na área do projeto. Para obter mais detalhes sobre a documentação revisada, consulte o Apêndice B, “documentos preparados pelos PPs”, itens 14 e 20, respectivamente, “Guajiru_land lease contract” e “Contrato de Compra e Venda de Ações e Quotas”.	OK
2. Confirmar se todas as fontes e GEEs exigidos pela metodologia foram incluídas dentro do limite do projeto. Descrever se foi identificada alguma fonte de emissão que será afetada pela atividade do projeto e que não é abordada pela metodologia aprovada Nesse caso, solicitar esclarecimento, revisão ou desvio da metodologia de acordo com a orientação do CE. Usar a tabela abaixo para essa finalidade:	Todas as fontes e GEEs exigidos pela metodologia foram incluídas dentro do limite do projeto. (CO₂ da rede para a linha de base; Nenhuma emissão para a atividade do projeto). Nenhuma fonte de emissão adicional foi identificada durante a análise feita no escritório ou visita à sede dos PPs. Como um projeto de geração de eletricidade com emissão zero, as emissões de CO₂ no cenário da linha de base são somente o gás e a fonte de emissão incluídos no limite do projeto. Isso foi confirmado como sendo adequado conforme detalhado abaixo.	OK

Gases e fontes incluídos no limite do projeto:						
	Fonte	Gás	Incl./Excl . DCP	Justificativa do DCP	Passos tomados para avaliar a justificativa do DCP	Conclusão

LINHA DE BASE	Centrais elétricas fornecendo energia ao SIN	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão	A linha de base selecionada é justificada, pois o projeto foi confirmado como uma planta nova e instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede (consulte a pergunta no. 1 acima). As fontes da linha de base declaradas estão de acordo com o cenário da linha de base determinado pela metodologia adotada ACM 0002 e a Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico.	OK
		CH ₄	não	Fonte principal de emissão		OK
		N ₂ O	não	Fonte principal de emissão		OK
PROJETO	Para centrais elétricas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O	não	Não se aplica	Verificação durante a visita à sede da Tractebel por meio de entrevistas com os PPs e análise da licença ambiental "Licença Guajiru.pdf". As fontes do projeto estão de acordo com o projeto semelhante registrado Projeto da Central Eólica Osório , ref. 0603.	OK
	Emissões de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais elétricas geotérmicas.	CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O	não	Não se aplica		OK
	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O	não	Não se aplica		OK

			Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 5b. Identificação de linha de base				

	Situação validada	Conclusão
1. Determinar se o DCP fornece uma descrição verificável do cenário da linha de base identificado, incluindo uma descrição da tecnologia que seria empregada e/ou das atividades que ocorreriam na ausência da atividade de projeto do MDL proposta.	O cenário da linha de base identificado e a descrição das atividades que ocorreriam na ausência da atividade de projeto do MDL proposta estão descritos claramente no item B.4 do DCP e estão de acordo com a ACM0002 versão 12.2.0.	OK
2. Confirmar se qualquer procedimento contido na metodologia para identificar o cenário da linha de base mais razoável foi corretamente aplicado.	Sim ☒ Não ☐ NA ☐ De acordo com a Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade, as atividades de projeto que aplicam a Ferramenta no contexto da metodologia consolidada aprovada ACM0002 precisam identificar apenas que existe pelo menos uma alternativa realista e viável que seria mais atraente do que a atividade do projeto proposta. Entre outros cenários alternativos, o fornecimento da quantidade equivalente de eletricidade pelo sistema de rede é considerado uma alternativa realista e viável que satisfaz a exigência da metodologia/ferramenta. De acordo com a ACM0002, se a atividade do projeto for a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede, o cenário da linha de base será o seguinte: <i>A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" .</i>	OK

	Situação validada	Conclusão
3. Verificar cada passo no procedimento descrito no DCP para identificar o cenário da linha de base em relação às exigências da metodologia. (Observar que se a metodologia exigir o uso de ferramentas, ou seja, como a ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade e a ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade, a orientação na metodologia deverá substituir a na ferramenta).	Como a atividade do projeto é a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede; o cenário da linha de base é determinado pela metodologia aplicada, como definido no DCP.	OK
4. Com base na especialização financeira e no conhecimento local e setorial, determinar se todos os cenários que são considerados pelos participantes do projeto e são complementares aos exigidos pela metodologia são razoáveis no contexto da atividade de projeto do MDL proposta e se nenhum cenário alternativo razoável foi excluído. Usar a tabela abaixo para essa finalidade:	Como confirmado acima, o fornecimento da quantidade equivalente de eletricidade pelo sistema de rede é considerado uma alternativa realista e viável que satisfaz a exigência da metodologia/ferramenta. Os PPs não consideram nenhum cenário complementar àqueles exigidos na metodologia. Não foi excluído nenhum cenário alternativo razoável.	OK

Cenário alternativo Ref.	Descrição no DCP	Cruzado com	Parecer da validação
O cenário da linha de base é determinado pela metodologia aplicada e não é necessária nenhuma outra análise, de acordo com o MVV, parágrafo 105.			

5. Determinar se o cenário da linha de base identificado é razoável validando as hipóteses, cálculos e análises lógicas usados, como descrito no DCP. Deve-se assegurar que os documentos e fontes referenciados no DCP estejam citados e interpretados corretamente. Fazer uma verificação cruzada entre as informações fornecidas no DCP e outras fontes verificáveis e confiáveis, como o parecer de um especialista local. A tabela acima pode ser usada para esta finalidade.	O cenário de linha de base identificado no DCP, ou seja, a operação de centrais elétricas conectadas à rede e a adição de novas fontes de geração, é a prática atual e está em conformidade com a metodologia aplicada (ACM002 versão 12.2.0) Nenhuma outra alternativa plausível e confiável para a atividade do projeto foi identificada, que fosse economicamente atraente e tecnicamente viável. O fornecimento da quantidade equivalente de eletricidade pelo sistema de rede é considerado uma alternativa realista e viável que satisfaz a exigência da metodologia/ferramenta.	OK
6. O cenário da linha de base está em conformidade com as exigências regulatórias ou legais e leva em consideração as políticas nacionais e/ou setoriais relevantes?	Sim. A geração, transmissão e distribuição de energia é feita pelo SIN (Sistema Interligado Nacional), que é controlado pelo país anfitrião por um órgão governamental (ANEEL). A eletricidade alimentada na rede pelo projeto seria necessariamente, no cenário da linha de base, produzida pela operação de centrais elétricas interligadas à rede no SIN. O cenário está legalmente em conformidade e é a prática atual.	OK
7. Essa identificação é apoiada por documentos oficiais e/ou verificáveis (p.ex., estudos, páginas da Internet, certificados etc.?)	Sim. Veja acima. Mais informações podem ser encontradas no site da ANEEL, http://www.aneel.gov.br/. O cenário está legalmente em conformidade e é a prática atual.	OK

Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 5c. Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões	

	Situação validada	Conclusão
1. Comparar as equações e parâmetros no DCP com os da metodologia aprovada selecionada e determinar se eles foram corretamente aplicados para calcular as emissões do projeto, emissões da linha de base, fugas e reduções de emissões. Confirmar se a justificativa adequada foi fornecida para selecionar as diferentes opções.	As equações e parâmetros no DCP foram comparados aos na metodologia ACM002 versão 12.2.0 e considerados corretamente aplicados. De acordo com a ACM 0002, não há emissões do projeto ($PE_y = 0$) e as emissões da linha de base são $BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid, CM,y}$, onde $EF_{grid, CM,y}$ é calculada usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Os PPs optaram por usar os valores de $EF_{grid, CM,y}$ fornecidos pela Autoridade Nacional Designada do Brasil (AND), que calcula os fatores de emissão do SIN de acordo com a ferramenta, e torna-os disponíveis para o público. Esta fonte de informações foi validada por meio da consulta ao site da AND http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html. Os PPs aplicaram os valores recentes disponíveis de $EF_{grid, BM,y}$ e $EF_{grid, OM,y}$ datados do cálculo <i>ex-ante</i> das reduções de emissões (ano de 2010). A margem de construção de 2011 ainda não está disponível. Ainda de acordo com a ACM0002, as emissões das fugas não foram consideradas.	OK

	Situação validada	Conclusão																				
2. Verificar a justificativa dada no DCP para a escolha dos dados e parâmetros usados nas equações para determinar as reduções de emissões estimadas. Se os dados e parâmetros não forem monitorados ao longo do período de obtenção de créditos e permanecerem fixos, avaliar se todas as fontes dos dados e hipóteses estão adequadas e se os cálculos estão corretos, são aplicáveis à atividade de projeto do MDL e irão resultar em uma estimativa conservadora de reduções de emissões. Se os dados e parâmetros forem monitorados na implementação e, portanto, ficarem disponíveis somente após a validação da atividade do projeto, confirmar se as estimativas fornecidas no DCP para esses dados e parâmetros são razoáveis. Listar todos os dados e parâmetros fornecidos no DCP nas tabelas na próxima coluna.	<table><tr><th>Título de Dados/Parâmetro: $EG_{facility,y}$</th><th>Comentários</th></tr><tr><td>Título de acordo com a metodologia?</td><td>sim</td></tr><tr><td>Fixo ao longo do período de obtenção de créditos?</td><td>não</td></tr><tr><td>Unidade do dado expressa corretamente?</td><td>sim</td></tr><tr><td>Descrição adequada do parâmetro?</td><td>sim</td></tr><tr><td>Fonte referenciada de forma clara?</td><td>sim</td></tr><tr><td>Valor fornecido considerado razoável?</td><td>sim (valor ex-ante)</td></tr><tr><td>Esse valor foi verificado?</td><td>sim (valor ex-ante)</td></tr><tr><td>Escolha do dado justificada corretamente?</td><td>sim</td></tr><tr><td>Método de medição descrito corretamente?</td><td>sim</td></tr></table>	Título de Dados/Parâmetro: $EG_{facility,y}$	Comentários	Título de acordo com a metodologia?	sim	Fixo ao longo do período de obtenção de créditos?	não	Unidade do dado expressa corretamente?	sim	Descrição adequada do parâmetro?	sim	Fonte referenciada de forma clara?	sim	Valor fornecido considerado razoável?	sim (valor ex-ante)	Esse valor foi verificado?	sim (valor ex-ante)	Escolha do dado justificada corretamente?	sim	Método de medição descrito corretamente?	sim	OK.
	Título de Dados/Parâmetro: $EG_{facility,y}$	Comentários																				
	Título de acordo com a metodologia?	sim																				
	Fixo ao longo do período de obtenção de créditos?	não																				
	Unidade do dado expressa corretamente?	sim																				
	Descrição adequada do parâmetro?	sim																				
	Fonte referenciada de forma clara?	sim																				
	Valor fornecido considerado razoável?	sim (valor ex-ante)																				
	Esse valor foi verificado?	sim (valor ex-ante)																				
	Escolha do dado justificada corretamente?	sim																				
	Método de medição descrito corretamente?	sim																				
	<table><tr><th>Título de Dados/Parâmetro: $EF_{grid,CM,y}$</th><th>Comentários</th></tr><tr><td>Título de acordo com a metodologia?</td><td>sim</td></tr><tr><td>Fixo ao longo do período de obtenção de créditos?</td><td>não</td></tr><tr><td>Unidade do dado expressa corretamente?</td><td>sim</td></tr><tr><td>Descrição adequada do parâmetro?</td><td>sim</td></tr><tr><td>Fonte referenciada de forma clara?</td><td>sim</td></tr><tr><td>Valor fornecido considerado razoável?</td><td>sim (valor ex-ante)</td></tr><tr><td>Esse valor foi verificado?</td><td>sim (valor ex-ante)</td></tr><tr><td>Escolha do dado justificada corretamente?</td><td>sim</td></tr><tr><td>Método de medição descrito corretamente?</td><td>sim</td></tr></table> As estimativas fornecidas no DCP para estes dados e estes parâmetros foram validadas. O valor ex-ante de $EG_{facility,y}$ tem como base os relatórios de certificação eólica (energia bruta produzida) e as perdas sistêmicas. Todos os cálculos foram verificados. Consulte o Anexo B, "documentos preparados pelos PPs". Para obter mais detalhes, consulte a seção 6.c, tabela de entradas para a análise de investimentos, variável "Total de energia vendida". O $EF_{grid,CM,y}$ é calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico": $EF_{grid,CM,y} = F_{grid,OM,y} \times w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times w_{BM}$ onde, para atividades de projeto de geração de energia eólica e solar: $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ para o primeiro e subsequentes períodos de obtenção de créditos. O cálculo ex-ante de $EF_{grid,CM,y}$ foi verificado em relação aos valores no site oficial da AND (CIMGC), http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora	Título de Dados/Parâmetro: $EF_{grid,CM,y}$	Comentários	Título de acordo com a metodologia?	sim	Fixo ao longo do período de obtenção de créditos?	não	Unidade do dado expressa corretamente?	sim	Descrição adequada do parâmetro?	sim	Fonte referenciada de forma clara?	sim	Valor fornecido considerado razoável?	sim (valor ex-ante)	Esse valor foi verificado?	sim (valor ex-ante)	Escolha do dado justificada corretamente?	sim	Método de medição descrito corretamente?	sim	
	Título de Dados/Parâmetro: $EF_{grid,CM,y}$	Comentários																				
	Título de acordo com a metodologia?	sim																				
	Fixo ao longo do período de obtenção de créditos?	não																				
	Unidade do dado expressa corretamente?	sim																				
	Descrição adequada do parâmetro?	sim																				
	Fonte referenciada de forma clara?	sim																				
	Valor fornecido considerado razoável?	sim (valor ex-ante)																				
	Esse valor foi verificado?	sim (valor ex-ante)																				
Escolha do dado justificada corretamente?	sim																					
Método de medição descrito corretamente?	sim																					

Referência LROA: TCMAI110176 SUEGU B Data: 30 de marco de 2012 Página 48 de 85

	Situação validada	Conclusão
3. Confirmar se todas as hipóteses e dados usados pelos PPs estão listados no DCP, inclusive suas referências e fontes, e se a documentação usada como base para essas hipóteses e fonte dos dados está citada e interpretada corretamente no DCP.	Todas as hipóteses e dados utilizados pelos PPs são mencionados no DCP, seção B.6., incluindo suas referências e fontes, e estão de acordo com a ACM0002; Toda a documentação usada pelos participantes do projeto como base para as hipóteses e fonte dos dados está corretamente citada e interpretada no DCP. Ainda de acordo com a ACM0002, as emissões das fugas não foram consideradas.	OK
4. Confirmar se todas as estimativas das emissões da linha de base podem ser reproduzidas usando os valores dos dados e parâmetros fornecidos no DCP.	O cálculo das estimativas das emissões da linha de base foram cruzados com base nas fontes dos dados mencionadas na seção B.6.3 do DCP.	OK

	Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 6. Adicionalidade de uma atividade de projeto		
1. O DCP descreve claramente como a atividade de projeto do MDL proposta é adicional?	Sim ☒ Não ☐ - A consideração prévia do MDL (formulário de consideração prévia para a AND da Parte Anfitriã, em 16 de julho de 2010), foi evidenciada pela carta da AND do Brasil de 26/07/2010 (apêndice B, “documentos preparados pelos PPs” , referência 1), confirmando o recebimento da notificação. A secretaria do UNFCCC foi notificada em 30 de junho de 2010, a Publicação da Consideração Prévia do MDL da atividade do projeto site do UNFCCC foi realizada em 12 de julho de 2010 (http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html), de acordo com a Orientação sobre a demonstração e avaliação de consideração prévia do MDL.. - A identificação de cenários alternativos, Análise de investimentos e discussão da prática comum foram avaliados durante a análise feita no escritório e a visita à sede da Tractebel. Para detalhes, consulte os itens 6.a a 6.e abaixo neste protocolo.	OK
2. Listar os documentos e ferramentas fornecidos pelo Conselho Executivo do MDL usados para demonstrar a adicionalidade	1. Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade. 2. Orientação para a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL 3. Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos	OK

	Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 6a. Consideração prévia do mecanismo de desenvolvimento limpo		

	Situação validada	Conclusão
1. O DCP indica claramente a data de início da atividade do projeto no formato: dd/mm/aaaa e está em conformidade com o Glossário de termos do MDL?	Sim ☒ Não ☐ A data de início da atividade do projeto (06 de maio de 2011) é a data de emissão da Ordem de Serviço para fornecimento e obras, conforme estabelecido no contrato assinado entre a Central Eólica Guajiru S.A e a Siemens, assim como em seu terceiro aditivo e Ordem de Serviço. Consulte o Apêndice B, "documentos preparados pelos PPs". Com base nos documentos citados anteriormente, o contrato entraria em vigor se uma das seguintes condições fosse satisfeita: (i) venda efetiva da eletricidade no Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica assinado como resultado dos leilões regulados <u>ou</u> (ii) a emissão de uma autorização para o início das obras (Ordem de Serviço). Os PPs decidiram emitir a Ordem de Serviço, que os comprometiam com os gastos relacionados à implementação da atividade do projeto.	OK
Se o DCP foi publicado para o processo de consulta pública internacional após a data de início, verificar se os benefícios do MDL foram considerados necessários na decisão de realizar a atividade do projeto como um projeto de MDL, seguindo as consultas abaixo.		
2. Para uma atividade de projeto com data de início em ou após 2 de agosto de 2008, confirmar se os PPs informaram à AND da parte anfitriã e à Secretaria da UNFCCC, por escrito, sobre sua intenção de buscar status de MDL Se essa notificação não tiver sido feita pelos PPs dentro de seis meses da data de início da atividade do projeto, determinar se o MDL não foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade do projeto	A data de início da atividade do projeto é posterior a 02/08/2008 (06 de maio de 2011). O formulário de consideração prévia foi enviado à AND da parte anfitriã em 16 de julho de 2010 e à secretaria do UNFCCC em 30 de junho de 2010. O formulário de comunicação de consideração prévia do MDL das atividades do projeto foi publicado no site do UNFCCC em 12 de julho de 2010 (http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index_html). A consideração anterior dos benefícios do MDL na decisão de realizar a atividade do projeto foi avaliada e validada pela equipe de validação, seguindo a Orientação sobre a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL. A emissão da Ordem de Serviço para fornecimento e obras, conforme estabelecido no contrato assinado entre a Central Eólica Guajiru S.A e a Siemens, assim como os aditivos feitos ao contrato, foram avaliados e considerados como um marco apropriado para a data de início do projeto. Como a AND e o UNFCCC foram notificados antes da data de início da atividade do projeto, a exigência de consideração prévia está, portanto, validada.	OK

	Situação validada	Conclusão
3. Para uma atividade de projeto com data de início antes de 2 de agosto de 2008, verificar as seguintes exigências através de análises de documento para avaliar a consideração prévia do MDL pelos PPs: (a) Evidência que deve indicar a ciência do MDL antes da data de início da atividade do projeto, e que os benefícios do MDL foram um fator decisivo na decisão de continuar com o projeto. (b) Evidência confiável dos participantes do projeto que deve indicar que foram tomadas ações contínuas e efetivas para garantir o status de MDL para o projeto em paralelo com sua implementação. O intervalo de tempo entre a evidência documentada da consideração prévia ao MDL e as ações contínuas e efetivas deverá estar dentro do período exigido pela Orientação sobre a consideração prévia do MDL Se a evidência que apoia a efetiva consideração prévia do MDL, como indicado acima que é autêntica, não estiver disponível, determinar se o MDL não foi considerado na decisão de implementar a atividade do projeto.	NA.	NA.

	Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 6b. Identificação de alternativas		
1. O DCP identifica alternativas confiáveis para a atividade do projeto a fim de determinar o cenário da linha de base mais realista? Avaliar esta lista de alternativas e certifique-se de que: (a) A lista de alternativas inclua como uma das opções a atividade do projeto realizada sem estar registrada como uma atividade de projeto do MDL proposta; (b) A lista contenha todas as alternativas plausíveis consideradas como meios viáveis para fornecer os resultados ou serviços que devem ser fornecidos pela atividade de projeto do MDL proposta; (c) As alternativas estejam em conformidade com todas as leis aplicáveis.	Como a atividade do projeto é a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede; o cenário da linha de base é determinado pela metodologia aplicada, como definido no DCP. Consulte a discussão na seção 5b acima.	OK.

	Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 6c. Análise de investimentos		
1. Verificar a exatidão dos cálculos financeiros realizados para a análise de investimentos: (a) Realizar uma avaliação minuciosa de todos os parâmetros e hipóteses usados no cálculo do indicador financeiro pertinente e determinar a exatidão e adequação desses parâmetros; (b) Cruzar os parâmetros com fontes de terceiros ou fontes publicamente disponíveis, como faturas ou índices de preços;	SAC 03 (para obter mais detalhes, consulte a seção Resultados, no final do Apêndice F): A SAC03 foi levantada com relação ao conservadorismo dos valores do fator de carga da planta e a justificativa do uso da probabilidade P90. Os argumentos apresentados pelos PPs foram considerados razoáveis pela equipe de validação. A SAC 03 foi encerrada. SE 02 (para obter mais detalhes, consulte a seção Resultados, no final do Apêndice F): A equipe de validação perguntou aos PPs para comprovar a afirmação sobre o baixo desempenho esperado dos projetos de geração de energia eólica. As questões levantadas foram adequadamente explicadas no DCP. A SE 02 foi encerrada.	SAC 03, encerrada SE 02, encerrada OK

	Situação validada	Conclusão
(c) Analisar os relatórios de viabilidade, anúncios públicos e relatórios financeiros anuais relacionados à atividade de projeto do MDL proposta e aos participantes do projeto;		
1. (continuação)	SE 03 (para obter mais detalhes, consulte a seção Resultados, no final do Apêndice F): Questão levantada: Em relação às tarifas de transmissão TUST e TUSD, o DCP não afirmou qual é considerada na análise financeira e por quê. A natureza das tarifas de transmissão foi adequadamente explicada no DCP. A SE 03 foi encerrada. As hipóteses financeiras, parâmetros e cálculos foram avaliados durante a análise feita no escritório e a visita, e foram considerados razoáveis e exatos. Um período de operação de 20 anos foi considerado na análise financeira sem nenhum valor residual, o que está de acordo com a vida útil de 20 anos validada pelo especialista do setor e pelo Certificado de Componente do Conjunto Rotor-Nacelle, pg. 2de4 (Consulte o Anexo B, "documentos preparados pelos PPs"). Foi dispensada atenção especial à avaliação da determinação do fator de carga da planta, cuja subestimativa poderia ter um impacto adverso na análise financeira e na demonstração da adicionalidade, e também nos cálculos da emissão da linha de base ex-ante. A estimativa ex-ante do fator de carga da planta adotada está de acordo com as Diretrizes para Relatórios e Validação de Fatores de Carga de Plantas, opção 3b. A adoção de uma estimativa de fator de carga com uma probabilidade de ocorrência de 90% (P90), em vez de uma probabilidade mais conservadora como, por exemplo, P50, foi considerada razoável pela equipe de validação, considerando-se o subdesempenho histórico das centrais eólicas da região, como confirmado pela publicação da ANEEL, "Boletim_Eolica_out-2011", pg. 5 Tabela 2, disponível em http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_out-2011.pdf. Além disso, os PPs providenciaram uma carta, enviada ao chefe do Departamento de Fontes de Energia Alternativa do BNDES, afirmando que o fator de carga P90 havia sido uniformemente aplicado pelo BNDES desde o primeiro financiamento de parque eólico aprovado em 2005". Esta carta é mencionada no Apêndice B, "documentos de categoria A". Nenhuma diretriz ou regra objetiva foi encontrada pela equipe de validação, que evita ou obriga o uso de uma probabilidade de excedência diferente na determinação do fator de carga da planta. A energia bruta produzida e as perdas sistemáticas foram determinadas por um terceiro contratado pelos participantes do projeto e de acordo com as Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga das plantas do MDL, versão 01, opção 3 (b). A produção de energia	SE 03, encerrada OK

	Situação validada	Conclusão
	foi validada por meio da avaliação dos estudos de previsão de produção de energia, preparados pela Megajoule.	
1. (continuação)	A especialização do subcontratado que realizou os estudos foi avaliada por meio da consulta de sites na internet (http://www.pr.com/press-release/246311 e http://windenergyforum.ro/sponsors/). Todas as demais contribuições para a análise de investimentos foram cruzadas com fontes de terceiros ou disponíveis ao público, conforme detalhamento na tabela abaixo. Aplicação de políticas E-, de acordo com os “Esclarecimentos sobre a consideração de políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais em cenários de linha de base” (EB22, anexo 3): Foram identificados dois tipos de incentivos recebidos pela atividade do projeto, que dão vantagens comparativas para tecnologias com emissões menos intensivas em relação a tecnologias mais intensivas e foram implementadas após 11 de novembro de 2001: - Lei No. 10438 de 26 de abril de 2002, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que determina uma política de redução de 50% nas tarifas para uso de sistemas elétricos para transmissão e distribuição de energia por centrais eólicas, entre outras, - Redução da remuneração de empréstimo básica (spread básico) de 1,8% para 0,9%, concedida pelo BNDES para a geração de energia elétrica proveniente de fontes sustentáveis. Este é um instrumento usado pelo BNDES para promover a expansão da geração de energia limpa no país, como confirmado pela Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE) na nota técnica “<i>Abatimento das emissões relacionadas à produção e ao uso da energia no Brasil até 2020</i>”, página 16, nota de rodapé 12 (consulte o apêndice B, “documentos preparados pelos PPs”). A equipe de validação concorda que, com base no EB22, anexo 3, parágrafo 7 (b), 88, a análise de investimentos apresentada para demonstrar a adicionalidade da atividade do projeto não tem que considerar os dois benefícios mencionados.	OK
2. Avaliar a exatidão dos cálculos realizados e documentados pelos participantes do projeto	As hipóteses financeiras, parâmetros e cálculos (planilhas “Cash Flow_Guajiru.xls” e “Global CAPM electricity generation 2011.xls”) foram avaliados durante a análise feita no escritório e a visita à sede dos PPs, e foram considerados razoáveis e exatos.	OK
3. Avaliar a análise de sensibilidade feita pelos participantes do projeto para determinar em que condições ocorreriam variações no resultado e a probabilidade	A escolha das variáveis consideradas na análise de sensibilidade, os cálculos e a lógica apresentados no DCP foram avaliados. <u>Receitas do projeto:</u> A análise de sensibilidade indica que seria necessário um aumento médio da	OK

	Situação validada	Conclusão
dessas condições	receita de 34,42% acima daquele projetado, durante toda a vida útil do projeto, para atingir o benchmark. Foi avaliada a probabilidade de tal aumento em cada um dos dois parâmetros que compõem a receita, a quantidade de Energia Vendida e o Preço da Energia: a. <u>Preço da energia</u>: a equipe de validação considerou como referência para comparação o valor do preço médio ponderado obtido no leilão de energia similar (energia eólica) que ocorreu um pouco antes da data de início do projeto: 26 de agosto de 2010, Leilão de Fontes Alternativas, preço médio ponderado R\$122,69/MWh, http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/20100827_AnalisePos_EReservaFAlternativas_Rev2.pdf, página 5, tabela 7 O preço da energia considerado pelos PPs na análise de investimentos foi R\$ 130,00 /MWh. O valor de equilíbrio é 34,42% mais alto, o que significa que a energia deveria atingir um preço de R\$164,92/MWh para o projeto atingir a TIR. A equipe de validação considera que seria muito improvável que o preço da energia de R\$164,92/MWh fosse considerado, do ponto de vista do tomador de decisões do investimento, no momento da data de início do projeto.	
3.(continuação)	b. <u>Energia vendida</u>: a quantidade anual de energia produzida e alimentada na rede, considerada na análise de investimentos foi de 128,637 GWh. O valor de equilíbrio é 34,42% mais alto, o que significa que a quantidade de energia anual deveria atingir um valor de 172,914 GWh para o projeto atingir a TIR. A equipe de validação considerou como uma referência para comparação do cenário, no qual foi aplicado um fator de carga mais conservador de P50. O estudo de certificação eólica indica um valor P50 de 160,224 GWh com 9,14% de incerteza. As perdas sistêmicas são estimadas pela mesma empresa de engenharia como 12,8% (consulte o Apêndice B, “Relação dos documentos analisados”, “documentos preparados pelos PPs”). A produção estimada de energia resultante, somando as incertezas e descontando as perdas operacionais, seria de $[160,224 \times (1 + 0,0914)] \times (1 - 0,128)$. A quantidade estimada de energia nessas condições mais conservadoras seria então de 152,485 GWh, consideravelmente mais baixo do que a energia para alcançar o benchmark, 172,914 GWh. Além disso, a improbabilidade de que a quantidade de energia produzida alcance um ponto de equilíbrio é mesmo maior se considerarmos o subdesempenho histórico das centrais eólicas na região, como confirmado pela publicação da ANEEL, “Boletim_Eolica_out-2011”, pg. 5 Tabela 2, disponível em	OK

	Situação validada	Conclusão
	http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_out-2011.pdf . Por estas razões apresentadas acima, a equipe de validação concorda com a improbabilidade de um aumento na receita do projeto que pudesse alcançar o ponto de equilíbrio. <u>CAPEX</u>: Em relação ao CAPEX, a equipe de validação concorda que uma redução de 32,30% no CAPEX a partir das projeções originais não é um cenário realista, considerando que os contratos de fornecimento e instalação do aerogerador já foram assinados e correspondem a mais de 60% do CAPEX. Os valores do CAPEX nestes contratos foram considerados na análise de investimentos. <u>Custos de O&M e do Empréstimo</u>: O fluxo de caixa do projeto mostra que as variações nos custos operacionais ou de financiamento têm pouco efeito sobre a TIR do capital próprio. Mesmo uma situação extrema e completamente hipotética de custos operacionais ou de financiamento zero (variação de - 100%) não elevaria a TIR para atingir o benchmark necessário.	

Usar a tabela abaixo para listar todas as entradas da análise de investimentos e descrever como cada parâmetro foi validado:

Parâmetro/entrada	Símbolo/unidade	Valor	Fonte	Meio de validação	Conclusão
Taxa nominal livre de risco Rendimento do Tesouro dos EUA (2006-2010)	%	4,46	Reserva Federal, http://www.federalreserve.gov/datadownload/Output.aspx?rel=H15&series=b56abb6d9cc35f28ccf86b8a0188e948&lastObs=&from=&to=&filetype=csv&label=include&layout=seriescolumn	A fonte de dados é confiável (Reserva Federal dos EUA). O arquivo baixado do site mostra os valores do rendimento do mercado nos títulos do Tesouro dos EUA na maturidade constante de 30 anos, e foi usado pelos PPs como base para o cálculo da taxa nominal média livre de risco no período de 02 de janeiro de 2006 a 31 de dezembro de 2010. O cálculo está disponível na planilha fornecida pelos PPs. Consulte o apêndice B, Relação de documentos analisados, "documentos preparados pelos PPs", (arquivo Global CAPM Power Sector 2011, planilha "FRB_H15", célula D8850). Todos os cálculos foram verificados.	OK

Inflação dos EUA (Índice de Preços ao Consumidor dos EUA, 2006-2010)	%	2,18	Ministério do Trabalho dos EUA, ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpi.txt	A fonte dos dados é confiável (Ministério do Trabalho dos EUA) e o cálculo da inflação média no período de 2006-2010 foi verificada. O cálculo está disponível também na planilha fornecida pelos PPs. Consulte o apêndice B, Relação de documentos analisados, "documentos preparados pelos PPs", (arquivo Global CAPM Power Sector 2011, planilha "CPI Index", célula B146).	OK
Prêmio pelo risco de mercado	%	6,03	Prêmio pelo risco de mercado, como calculado e publicado por Damodaran, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/	O site Damodaran é amplamente usado no setor financeiro e é considerado uma fonte confiável. Para encontrar a fonte de dados, selecione os links na página: <u>Dados Atualizados</u> (painel esquerdo) / <u>Historical Returns on Stocks, Bonds and Bills</u> (em Data Sets). Os PPs consideraram a média aritmética no período de 1928-2010, e forneceram o arquivo Global CAPM Power Sector 2011, planilha "Equity Risk Premium", com o cálculo (veja célula G97). Este arquivo é mencionado no apêndice B, Relação dos documentos analisados, "documentos preparados pelos PPs". Todos os cálculos foram verificados.	OK
Prêmio pelo risco país	%	3%	Prêmio pelo risco país, como calculado e publicado por Damodaran, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/	O site Damodaran é amplamente usado no setor financeiro e é considerado uma fonte confiável. Para encontrar a fonte de dados, selecione os links na página: <u>Dados atualizados</u> (painel esquerdo) / <u>Risk premiums for other markets/01 2010</u> (em Data Sets). Veja célula F37.	OK
Beta da média ponderada de mercado sem alavancagem	-----	0,78	Site da Damodaran http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html	A fonte de dados foi considerada confiável. O valor do beta sem alavancagem foi verificado. Para a estimativa, são usados os últimos 5 anos de dados, como pode-se ver em http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm	OK
Beta com alavancagem	-----	1,56	A relação dívida/capital próprio para o cálculo de Beta foi a mesma do projeto (D/E=100%).	A hipótese de D/E=100% é razoável e está de acordo com as Diretrizes para a Avaliação da Análise de Investimentos, orientação 18.	OK

				O cálculo foi verificado. $\text{Betaleveraged} = (\text{Betaunleveraged} * (1 + D/E))$, aplicado a empresas sob o regime de lucro presumido.	
Estrutura financeira de dívida/capital próprio do projeto (relação de alavancagem)	%	50,0	Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos, versão 05	O valor da relação de alavancagem está de acordo com a orientação 18	OK
Capacidade instalada	MW	30	TSA_master_final - guajiru.pdf	Os valores da capacidade instalada foram verificados em relação ao Formulário Mestre Final do Acordo com a Siemens Ltda. Página 3 "13 Turbogeneradores eólicos" e página 18 "Turbogenerador eólico " significa um turbogenerador eólico modelo SWT-2.3-101 (com aumento da especificação atual para 2,308 MW)"	OK
Energia Bruta Produzida	MWh/ano	141.437	Megajoule, "Wind certification_CGE-Guajiru	O estudo eólico "Wind certification_CGE-Guajiru" página 10 informa a estimativa de energia bruta produzida. Os documentos mencionados no Apêndice B, Documentos categoria A. A energia produzida é o parâmetro determinado principalmente nos estudos de certificação eólica. A determinação ex-ante da Energia Bruta Produzida está em conformidade com as "Diretrizes para Relatórios e Validação de Fatores de Carga de Plantas" item II.3.(b).	OK
Perdas sistêmicas	%	12,1	Carta da Megajoule sobre as perdas sistêmicas, "Systemic Losses"	Carta da Megajoule sobre as perdas sistêmicas, "Systemic Losses" Os documentos mencionados no Apêndice B, Documentos categoria A.	OK
Energia Líquida Produzida (média)	GWh	128,637	- Relatório de certificação eólica, "Certificado de Consistência da Campanha de Medições Anemométricas e da Estimativa Anual de Produção" - Carta da Megajoule, "Systemic Losses"	A Energia Líquida Produzida foi fornecida pela Megajoule em dois documentos: o estudo eólico, "Wind certification_CGE-Guajiru" página 10 informa a Energia Bruta e a Carta da Megajoule sobre as perdas sistêmicas, "Systemic Losses", informa as perdas devido à falta de disponibilidade operacional dos equipamentos,	OK

				perdas nas linhas de transmissão, etc.. A Energia Líquida Produzida, como calculada pelos PPs, iguala a Energia Bruta produzida (MWh) x (1-perdas sistêmicas). O valor das perdas sistêmicas adotado pelos PPs (9,05%, veja o arquivo "WPP Generation") foi, de fato, menor do que o valor declarado nessa carta (12,1%), que é conservador do ponto de vista da adicionalidade. Os documentos acima são mencionados no Apêndice B, Documentos categoria A.	
Preço da energia	R\$/MWh	130	EPE, Empresa de Pesquisa Energética, resultados dos leilões de fontes de energia alternativas, http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Fontes%20Alternativas%202010/Leil%C3%B5esdeFontesAlternativascontratam89usinas.com2892,2MW.aspx?CategoriaID=6695	Os preços de energia obtidos durante a operação do projeto não são conhecidos com antecedência, uma vez que a energia será vendida no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Como uma referência, foram consultados os preços da energia obtidos em outros leilões de energia, realizados antes da data de início do projeto (06 de maio de 2011): - Leilão de Energia existente, 10 de dezembro de 2010, preço médio ponderado R\$ 105,04/MWh http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/20101210_AnalisePos_EnergiaExistente_009_2010_Rev0.pdf - Leilão de Energia de ajuste, 17 de fevereiro de 2011, preço médio ponderado R\$ 109,84/MWh http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/20110217_AnalisePos_LeilaodeAjuste_v1.pdf - Leilão de Energia Hidrelétrica, 30 de julho de 2010, preço médio ponderado R\$ 99,50/MWh http://www.acendebrasil.com.br/archives/20100730_AnalisePos_A5_Rev4.pdf Os PPs adotaram como referência o preço	OK

				médio da energia obtido durante o leilão de energia ocorrido imediatamente antes da data de início do projeto, que foi considerado razoável pela equipe de validação, uma vez que ele é significativamente maior que os preços médios obtidos nos leilões anteriores.	
Arrendamento do terreno: Fase operacional	% de receitas brutas	1,5	Contrato de arrendamento do terreno "Land Lease Contract_Guajiru_2009_11_02.pdf"	Parágrafo 2.3 do aditivo do contrato de arrendamento do terreno	OK
Contrato de arrendamento – fase de implementação	R\$/ano	90.000,00	De acordo com o contrato firmado com os proprietários do terreno.	De acordo com o 1o aditivo ao contrato de arrendamento de terreno, item 2.2. (arquivo "Land Lease Contract_2nd amendment.pdf"): R\$ 5.000,00 por ano. Os PP consideraram o período de junho de 2011 (logo após a data de início do projeto) a novembro de 2012 (data prevista para o início de operação do projeto)→ 18 meses vezes R\$5.000,00	OK
Total de impostos setoriais	R\$/ano	67.000,00	A Taxa de Inspeção de Serviços de Energia Elétrica, de acordo com a Lei nº 9427/1996; as tarifas com o Operador Nacional do Sistema(ONS) e com a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) foram orçado de acordo com a experiência prévia da empresa com a Central Elétrica Alimentada por Biomassa de Ibitiúva.	De acordo com a Lei Federal nº 9427 / 1996 capítulo II parágrafo 1 e o Despacho da ANEEL nº 4080 /2010, e considerando a capacidade instalada de 30,0 MW, a taxa de inspeção para concessão da transmissão Tfg= 0,5% x 30,0 MW x 385,73 R\$/KW/ano→ <u>Tfg= R\$ 57.860 /ano</u> O valor das taxas restantes (R\$ 9.140,00/ano) foi estimado pelo PP com base em sua experiência com projetos similares, como demonstrado à equipe de validação durante a visita à sede dos PPs.	OK
OPEX (despesas operacionais)	BRL/(kW.a no)	88,0	Curso introdutório preparado pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), "O&M Eolica_REFERENCE.pdf", pg.14	O curso apresentado pelo PP foi enviado ao PP pelo CEPEL, conforme demonstrado nos e-mails trocados. O CEPEL é referência em pesquisa nesta área. A equipe de validação consultou uma referência externa, o documento Future Electric Power Technology Choices of Brazil (Energy Policy 29, 2001, pág. 35-369). Informações disponíveis na	OK

				página 13 (O&M para geração eólica, em \$/MWh). De acordo com esse documento, o custo estimado de O&M para projetos de energia eólica é de 10 US\$/MWh, (87,6 US\$/kW_a ou 157,7 BR\$/kW_a , considerando-se uma taxa de câmbio de cerca de 1,8 BR\$/US\$). Os PPs adotaram um valor menor, que é conservador.	
CAPEX (despesas de capital)	MBRL	128,4	<u>Aerogerador</u>: contrato “First Amendment TSA Guajiru_signed version.pdf”, cláusula 4.1 <u>Peças sobressalentes para aerogerador</u>: contrato “ PCA_Signed version”, parágrafo 11. <u>Elétrica</u> : proposta comercial “TRS 214-10-R3 - Proposta Comercial TRACTEBEL.pdf”, pg.9	O CAPEX total adotado pelos PPs, R\$ 4.281.600,00 /MW, foi comparado e está bastante próximo do CAPEX da atividade de projeto semelhante registrada Projeto da Central Eólica Osório , ref. 0603, que é de R\$ 4.303.553,00 /MW (o único projeto de MDL semelhante registrado até o momento). Todos os custos considerados na análise financeira foram verificados e considerados razoáveis, como apresentados abaixo: <u>Aerogerador</u>: O custo do turbogerador eólico está de acordo com a cláusula contratual 4.1. O valor dos custos do turbogerador eólico corresponde ao valor contratado por MW multiplicado pela capacidade nominal, com impostos (PIS/COFINS). <u>Peças sobressalentes para aerogerador</u>: O contrato se refere aos custos das plantas Fleixeiras, Guajiru, Trairi e Mundaú. Os custos estão de acordo com o contrato, parágrafo 11, e foram calculados <i>pro rata</i> com base na quantidade de turbinas de cada planta. <u>Elétrica</u>: O contrato se refere aos custos das plantas Fleixeiras, Guajiru, Trairi e Mundaú. Os custos estão de acordo com o contrato, pg. 9, e foram calculados <i>pro rata</i> com base na	OK

			<u>Obras civis</u>: "Guajiru_civil works.pdf" <u>Outros custos</u>: Estimativa da Tractebel, arquivo "Custos de MSO Trairi 4 sites mar10.xls" - Planilha "Others - CAPEX" <u>Engenharia do proprietário</u>: , Proposta comercial para o gerenciamento do projeto, arquivo "ENG001-PRJ-DC-0128-000.pdf", <u>Seguro</u>: Estimativa da Tractebel, arquivo "Wind Projects - Insurance budget.xls" <u>Custo de aquisição de SPE</u>: Contrato de Compra e Venda de Ações e Quotas, arquivo "Contrato de Compra e Venda de Ações e Quotas.pdf", item 3.4.3	quantidade de turbinas de cada planta. <u>Obras civis</u>: verificação do orçamento apresentando pela empresa de engenharia Cortez Engenharia, arquivo "Guajiru_civil works.pdf". <u>Outros custos</u>: Pro-rata com base na capacidade instalada de cada uma das 4 plantas, Trairi, Fleixeiras, Guajiru e Mundaú. <u>Engenharia do proprietário</u>: O custo (1,5 % do CAPEX, exceto o custo de contingências) foi verificado no arquivo "ENG001-PRJ-DC-0128-000.pdf", pg. 3 <u>Seguro</u>: os custos estimados no arquivo "Wind Projects - Insurance budget.xls" foram avaliados e representam menos que 1% do CAPEX total. <u>Custo de aquisição de SPE</u>: O custo é de BRL\$ 72.800,00/MW (item 3.4.3) e o cálculo foi verificado.	
TUST-G (tarifa de transmissão)	BRL/ kW.mês	Variável, de 6,055 para 3,585	Resolução da ANEEL nº 117/2004 http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004117.pdf e http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=97&idPerfil=2	O cálculo da tarifa de transmissão depende do arranjo específico de todas as plantas de geração de energia interligadas a um determinado nó. A resolução da ANEEL nº 907, de 11 de novembro de 2009, estabeleceu os critérios e hipóteses para a montagem do programa de banco de dados para calcular as tarifas nodais para o uso a longo prazo do sistema de transmissão. Os cálculos realizados pelos PPs foram discutidos durante a visita à sede da Tractebel e considerados consistentes. Os PPs apresentaram os cálculos da TUST-G, realizados a partir da simulação com o Programa Nodal, que usa como entrada a	OK

				configuração de rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga, uma receita total a ser coletada e alguns parâmetros estabelecidos pela Resolução No. 117/2004 Obs.: A equipe de validação concorda que o incentivo criado pela agência reguladora de eletricidade brasileira (que determina uma política de redução de 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição de energia por centrais eólicas, entre outras) pode ser classificado como uma política do tipo E-, de acordo com os "Esclarecimentos sobre a consideração das políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais em cenários de linha de base" (EB22, anexo 3, versão 2).	
Juro da dívida	%	TJLP (taxa de juros de longo prazo) + 1,8% + 1,1%	BNDES, condições de financiamento para projetos de geração de energia em geral: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html BNDES, condições de financiamento para projetos de geração de energia renovável: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html BNDES, valor da TJLP (taxa de juros de longo prazo): http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html	O juro da dívida total é a soma da taxa de juros de longo prazo (6,5%), a remuneração básica do empréstimo (1,8%) e o spread de risco (1,1%). A taxa de juros de longo prazo foi validada como 6,5% nos sites oficiais do BNDES http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html e http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Composicao/. De acordo com o BNDES (veja http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html), a remuneração básica do empréstimo é de 1,8% para fontes de energia com combustíveis fósseis. Um incentivo de redução de taxa de para 0,9% é concedido a fontes de energia sustentável.	OK

			http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financieiros/Composicao/	Ainda de acordo com o BNDES, o spread de risco pode ser de até 3,7%. Os PPs presumiram um spread de risco de 1,1%, que a equipe de validação considerou razoável. Obs.: A equipe de validação concorda que o incentivo criado pelo BNDES (que determina uma política setorial de redução de 50% sobre a remuneração básica do empréstimo) pode ser classificado como uma política do tipo E-, de acordo com os "Esclarecimentos sobre a consideração de políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais em cenários de linha de base" (EB22, anexo 3, versão 2).	
Deduções das receitas (Cofins, Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social e PIS, Programa de Integração Social)	%	3,65	http://www.receita.fazenda.gov.br/principal/IngleS/SistemaTributarioBR/Taxes.htm , "Tax Table-2007", colunas "COFINS" (3%) e "PIS" (0,65%).	A fonte fornecida pelos PPs foi considerada confiável, pois é uma fonte oficial.	OK
Impostos de renda	%	25% sobre o lucro presumido de 8% das receitas	http://www.receita.fazenda.gov.br/pessoajuridica/dipi/2000/orientacoes/DeterminacaoLucroPresumido.htm ; veja em "Percentuais", letra b) (Base de lucro presumido de 8%) e http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/contribpj.htm , veja letra a) (15% até um lucro real de R\$ 240.000,00 /ano) e "Adicional" (adicional de 10% no lucro remanescente). Os PPs optaram por considerar no fluxo de caixa um imposto homogêneo de 25% sobre todos os lucros com fins de simplificação, que também é conservador do ponto de vista da adicionalidade do MDL.	A fonte fornecida pelos PPs foi considerada confiável, pois é uma fonte oficial.	OK
CSLL (Contribuição	%	9% sobre	http://www.portaltributario.com.br/guia/lucro_pre	A fonte fornecida pelos PPs foi considerada	OK

Social sobre o Lucro Líquido)		o lucro presumido de 12% das receitas	sumido_csl.html , Veja em “Adições à Base de Cálculo”, “Observação 1:” (base de lucro presumido de 12% das receitas) e “Alíquotas de Contribuição Social” (contribuição social de 9% sobre o lucro presumido)	confiável, pois é uma fonte oficial.	
-------------------------------	--	---------------------------------------	---	--------------------------------------	--

	Situação validada	Conclusão
4. Confirmar a adequação de qualquer benchmark aplicado na análise de investimentos: (a) Determinar se o tipo de benchmark aplicado é adequado para o tipo de indicador financeiro apresentado; (b) Assegurar que quaisquer prêmios de risco aplicados na determinação do benchmark reflitam os riscos associados ao tipo ou atividade de projeto; (c) Determinar se é razoável considerar que nenhum investimento seria feito a uma taxa de retorno menor que o benchmark ao, por exemplo, avaliar as decisões de investimento anteriores tomadas pelos participantes do projeto envolvidos e determinar se o mesmo benchmark foi aplicado ou se existem circunstâncias verificáveis que levaram a uma mudança no benchmark.	SAC 01 (para obter mais detalhes, consulte a seção Resultados, no final do Apêndice F): A equipe de validação pediu ao PP que providenciassem mais referências para justificar o valor de benchmark adotado. Os PPs deram explicações adicionais e alteraram algumas das fontes dos parâmetros adotados, que foram aceitos pela equipe de validação. A SAC 01 foi encerrada. (a) A equipe de validação validou o benchmark como adequado para o tipo de indicador financeiro (TIR do capital próprio após impostos). Os riscos de retorno no benchmark são compatíveis com os riscos no setor do projeto. (b) O prêmio de risco aplicado na determinação do benchmark reflete os riscos associados com a atividade do projeto. O valor de mercado do beta médio ponderado considerado no cálculo do benchmark é derivado das taxas de retorno do setor de energia elétrica. (c) Embora as novas DIRETRIZES SOBRE A AVALIAÇÃO DA ANÁLISE DE INVESTIMENTOS versão 5, tenham sido publicadas após a data de início do projeto, o valor padrão apresentado nela como um retorno esperado aproximado sobre o capital próprio foi considerado como base para a comparação com o valor de benchmark do projeto. O projeto se enquadra no grupo 1 (setores de energia). O retorno esperado sobre o capital próprio, de acordo com a diretriz, é de 11,75% (em termos reais), que é maior que a TIR do capital próprio de 3,24% calculada na data da tomada de decisão.	SAC 01, encerrada OK
5. Caso os participantes do projeto dependam dos valores de um Relatório do Estudo de Viabilidade (REV) aprovado por qualquer autoridade nacional, a equipe deve certificar-se de que: (a) O REV tenha sido a base da decisão para continuar com o investimento no projeto, ou seja, o período de tempo	N/A	N/A

	Situação validada	Conclusão
entre a finalização do REV e a decisão de investimento seja suficientemente curto para a EOD confirmar que é improvável, no contexto da atividade do projeto adjacente, que os valores de entrada tivessem mudado substancialmente; (b) Os valores usados no DCP e anexos associados estejam totalmente consistentes com o REV, e onde ocorrerem inconsistências, a EOD deverá validar a adequação dos valores; (c) Com base em sua especialização local e setorial específica, seja fornecida confirmação, por meio da verificação cruzada ou de outra maneira apropriada, de que os valores de entrada do REV são válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento. Usar a tabela abaixo para fazer a verificação cruzada dos valores de entrada e descrever aqui os resultados da comparação.		

Comparação com projeto semelhante registrado na região: há um único projeto de MDL semelhante registrado na região, como mostrado abaixo. Os outros dois projetos registrados (Água Doce, ref. 0575 e Horizonte, ref. 0486) são projetos de pequena escala e por esta razão não são considerados semelhantes à atividade do projeto. Apesar da escassa informação disponível sobre este projeto semelhante, pode-se observar que o custo dos investimentos por geração (R\$ 4.303.553,00 /MW) está bastante próximo daquele da atividade do projeto (R\$ 4.281.600,00 /MW).

Ref. MDL	Custo de investimento	Tarifa	Custo de O&M	Capacidade	Saída	Custo de investimento por saída	Fator de carga	O&M relativa ao investimento	O&M por saída
Projeto da Central Eólica de	645.533.000,00	Não disponível	Não disponível	150 MW	425 GWh/ano	4.303.553,00 R\$/MW	Não disponível	Não disponível	Não disponível

Osório, ref. 0603 ²									
--------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

	Situação validada	Conclusão			
SEÇÃO 6d. Análise de barreiras					
1. O DCP demonstra que a atividade do projeto proposta encontra barreiras que evitam sua implementação e não evitam a implementação de, pelo menos, uma das alternativas? Fornecer aqui uma determinação geral da credibilidade da análise de barreiras. Usar a tabela abaixo para listar cada barreira considerada no DCP e descrever como a equipe realiza sua validação.	A análise de barreiras não foi aplicada, pois a análise de sensibilidade do investimento concluiu que a atividade de projeto do MDL proposta não deve ser financeiramente atraente.	N/A			
As barreiras são problemas na implementação do projeto que poderiam evitar que um investidor em potencial buscasse a implementação da atividade do projeto proposta. As barreiras identificadas somente se constituirão em fundamentação suficiente para a demonstração de adicionalidade se evitarem que proponentes em potencial do projeto realizem a atividade do projeto proposta sem estar registrada como atividade de projeto do MDL.					
Tipo de barreira	Descrição no DCP	Determinação			Conclusão
		As barreiras são reais	Evitam a implementação da AP	Não evitam a implementação da LB	
Acesso a financiamento		N/A			
Barreiras relacionadas a riscos					
Tecnológicas					

² A Central Eólica de Osório é o único projeto semelhante registrado no país, como pode ser visto em <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>

Devido à prática vigente	
Outras	
Primeira do seu tipo	

	Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 6e. Análise da prática comum		
1. Descrever como foi validado o escopo geográfico da análise da prática comum. Avaliar se o escopo geográfico (p.ex., a região definida) da análise da prática comum é adequado para a avaliação da prática comum relacionada à tecnologia ou tipo de setor da atividade do projeto.	A análise da prática comum seguiu a versão mais recente das Diretrizes Sobre a Prática Comum. Todos os projetos atualmente em operação no Brasil foram considerados na análise. O país anfitrião (Brasil) foi considerado o escopo geográfico para a análise. Esse escopo foi validado, pois todos os projetos no país têm acesso semelhante a financiamento e tecnologia e estão sujeitos ao mesmo ambiente regulatório. As exigências operacionais são definidas e controladas pela ANEEL. Não existem diferenças significativas dentro do país com relação ao controle ambiental exercido pelo governo. Todos os projetos no país fornecem energia ao mesmo sistema integrado de transmissão (SIN).	OK
2. Determinar até que ponto projetos semelhantes e em operação (p.ex., que utilizam tecnologia ou prática semelhante), que não sejam atividades de projeto do MDL, têm sido realizados na região definida.	SAC 02 (para obter mais detalhes, consulte a seção Resultados, no final do Apêndice F): A análise de prática comum no DCP não estava de acordo com as Diretrizes sobre a Prática Comum mais recente (CE63 anexo 12). Além disso, os PPs deveriam dar mais detalhes sobre os subsídios recebidos por outros projetos considerados pelos PPs como sendo diferentes da atividade do projeto proposta. Referências suficientes sobre os benefícios foram adicionadas ao DCP na seção de análise da prática comum. O DCP foi revisado para estar em conformidade com a última versão das Diretrizes sobre a Prática Comum (CE63 anexo 12). A SAC 02 foi encerrada. As opções apresentadas no DCP que satisfazem o critério +/- 50% (de 15,0 a 45,0 MW) da potência instalada da atividade do projeto (30,0 MW) foram validadas a partir do Banco de Dados de Geração de Energia da ANEEL, http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=7&fase=3 , em 03 de dezembro de 2012:	SAC 02, encerrada OK

	Situação validada	Conclusão
	1. Quantidade de centrais eólicas no Brasil: 71 plantas (consulta ao site oficial da ANEEL, http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=7&fase=3, em 03 de dezembro de 2012: 2. Não MDL e dentro +/- 50% da capacidade do projeto e com data de início de operação anterior à data de início do projeto: → 7 plantas (informações sobre as datas de início de operação no endereço eletrônico http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2, "link "Usinas Eólicas", arquivo "Cronograma_Eventos_EOL_dezembro_2011.xls")	
2.(continuação)	As Sete centrais eólicas não MDL com data de início de operação anterior à data de início do projeto e dentro de +/- 50% da capacidade do projeto, conforme a seguir: • Parque Eólico de Beberibe • Praia do Morgado • Volta do Rio • Eólica Praias de Parajuru • Pedra do Sal • Parque Eólico Enacel • Taíba Albatroz Foi confirmado, no site oficial do Ministério de Minas e Energia, que os sete projetos acima se beneficiaram do PROINFA (http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PROINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf, slide # 13), ou seja, que esses projetos diferem da atividade do projeto proposta por causa dos subsídios recebidos do governo. Também foi confirmado que a participação no PROINFA não estava disponível para a atividade do projeto na data de início do projeto. De acordo com o Decreto Federal 4541 de 23 de dezembro de 2002, Artigo 8, o prazo final para a inscrição no programa era 29 de abril de 2004. Foi realizada uma pesquisa pela equipe de validação no site do Ministério de Minas e Energia do Brasil (http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/) em relação à disponibilidade	OK

	Situação validada	Conclusão
	atual do PROINFA. Não foi encontrada evidência de uma segunda fase do programa.	
3. Se projetos semelhantes e em operação, que não sejam atividades de projeto do MDL, já forem amplamente observados e realizados normalmente na região definida, avaliar se há distinções essenciais entre a atividade de projeto do MDL proposta e as outras atividades semelhantes.	A equipe de validação concluiu, conforme mostrado acima, que nenhum projeto semelhante e operacional, além das atividades do projeto de MDL, foram realizados na região definida.	OK

			Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 7. Plano de monitoramento				
1. <i>Conformidade do plano de monitoramento com a metodologia aprovada.</i> Confirmar se o PM contém todos os parâmetros necessários e se eles são monitorados de acordo com a Metodologia aprovada usando a seguinte tabela:				
Parâmetro	Met. Monitoramento Descrição	Descrição do DCP	Situação validada	Conclusão
EG _{facility,y}	Unidade do dado: MWh/ano Descrição: Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano y Fonte do dado: Local da atividade do projeto Procedimentos de medição (se houver): Medidores de eletricidade. Procedimentos definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) Frequência de monitoramento Medição contínua e, pelo menos, registro mensal Procedimentos de	Unidade do dado: MWh/ano Descrição: Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano y Fonte do dado a ser usada: Medidores de energia instalados no local da atividade do projeto Valor dos dados: O valor usado para calcular as reduções de emissões esperadas é 128.637 MWh/ano. Estes dados foram definidos de acordo com a produção de energia bruta e perdas sistêmicas do projeto, para determinar a geração de energia líquida. Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados: A informação pode ser comparada com os dados de geração fornecidos pela CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Serão usados medidores de potência Classe 0.2S, de acordo com os procedimentos da rede estabelecidos e definidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) 39 e pelos Procedimentos de Comercialização da CCEE. Medição contínua e, pelo menos registro mensal será a frequência de monitoramento. A quantidade de energia líquida fornecida à rede pela central é registrada a cada 5 minutos. A calibração dos medidores será realizada de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS (submódulo 12.3). Procedimentos de GQ/CQ:	A unidade e a descrição do dado são fornecidas corretamente. Os procedimentos aplicáveis ao cálculo estão descritos para este parâmetro como adequado. O valor ex-ante é indicado com base na geração estimada por terceiro durante o estudo do fator de carga da planta.	OK

	GQ/CQ: Fazer verificação cruzada entre os resultados da medição e os registros da eletricidade vendida	O nível de incerteza desses dados é baixo. Eles serão usados para calcular as reduções de emissões. Os dados de geração de eletricidade serão monitorados pela Tractebel Energia e será feita a verificação cruzada destes com planilhas fornecidas pela CCEE. Os principais medidores da planta têm medidores de backup. Em caso de falha, o medidor de backup registrará a eletricidade. O item B.7.1 apresenta mais detalhes relacionados aos procedimentos de medição.		
$EF_{grid,CM,y}$	Unidade do dado: tCO₂/MWh Descrição: Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico. Fonte do dado: Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Procedimentos de medição (se houver): Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Frequência de monitoramento Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de	Unidade do dado: tCO₂/MWh Descrição: Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Fonte do dado a ser usada: O fator de emissão ex-post será calculado pela AND brasileira, pela Tractebel Energia ou por terceiros, por meio dos dados do ONS. As variáveis $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$, necessárias para o cálculo de $EF_{grid,CM,y}$, também serão monitoradas e calculadas pelos dados de despacho do sistema interligado nacional. Se a AND brasileira descontinuar a publicação desses dados durante o período de monitoramento, eles serão calculados pelos participantes do projeto. Valor dos dados: O valor do fator de emissão de CO₂ da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$) que foi usado para a estimativa ex-ante das reduções de emissões do Projeto da Central Eólica Guajiru é de 0,3941, segundo a AND brasileira. Descrição dos métodos e procedimentos	O $EF_{grid,CM,y}$ será calculado de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”: $EF_{grid,CM,y} = F_{grid,OM,y} \times W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times W_{BM}$ onde, para atividades de projeto de geração de energia eólica e solar: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ para o primeiro período de obtenção de créditos e para os períodos subsequentes de obtenção de créditos. A AND brasileira publica apenas o fator de emissão da margem de operação mensal. O fator de emissão da margem de operação anual $EF_{grid,OM,y}$, como declarado no item B.6.3 do DCP, será calculado pelos PPs como média aritmética simples dos valores mensais de $EF_{grid,OM}$ publicados pela AND brasileira. Este método de cálculo está coerente com a prática da AND, que calcula o $EF_{grid,OM}$ mensal com a média aritmética simples dos valores diários e foi considerada apropriada pela equipe de validação. O cálculo do valor de $EF_{grid,CM,y}$ foi verificado em relação aos valores do site oficial da AND (CIMGC), http://www.mct.gov.br/index.php/content	OK

	emissão para um sistema elétrico”. Procedimentos de GQ/CQ: Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.	de medição a serem aplicados: Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Procedimentos de GQ/CQ: Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. O nível de incerteza para esses dados é baixo.	/view/327118.html#ancora	
2. <i>Implementação do plano.</i> Confirma que as ações de monitoramento descritas no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto Os passos tomados para avaliar isso foram descritos.		A viabilidade do plano de monitoramento foi avaliada por meio de verificação cruzada com outros projetos semelhantes registrados (Projeto da Central Eólica de Osório, ref. 0603 e Projeto de Geração de Energia Água Doce, ref. 0575). As medidas propostas no DCP são prática comum e devem seguir, para todos os projetos interligados à rede no país, os procedimentos da Agência Nacional de Energia Elétrica para monitoramento de $EG_{facility,y}$. Os valores de $F_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$ são obtidos por todos os projetos da mesma fonte, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima. A equipe de validação concluiu que as medidas propostas no DCP são sólidas.		OK
3. <i>Implementação do plano:</i> confirmar se os meios de implementação do PM, incluindo o gerenciamento dos dados e os procedimentos de garantia e controle de qualidade são suficientes para assegurar que as reduções de emissões obtidas/decorrentes da atividade de projeto do MDL proposta possam ser relatadas ex-post e verificadas.		SE 01 (para obter mais detalhes, consulte a seção Resultados, no final do Apêndice F): Foi solicitado ao PP que prestasse detalhes sobre as disposições de monitoramento (local, modos de falha, frequência de calibração). Foram feitas todas as correções/inclusões no DCP. A SE 01 foi encerrada. A equipe de validação concluiu que as medidas propostas no DCP são sólidas.		SE 01, encerrada OK
3.(continuação)		• $EG_{facility,y}$: o fato de que a energia produzida será fornecida ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) obriga os PPs a seguirem os procedimentos oficiais de monitoramento e medição (ref.: “Módulo 12 de Procedimentos de Rede, Medição para Faturamento”) que cobre em detalhes, entre outros, as medidas e procedimentos necessários para - o Instalação do sistema de medição para faturamento - o Manutenção do sistema de medição - o Coleta dos dados de medição - o Certificação das normas do trabalho de medição - o Configuração do sistema de medição para faturamento		OK

	Medição: exigências técnicas de acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas e com a Comissão Eletrotécnica Internacional – IEC. Exatidão dos medidores de energia de acordo com o <i>Regulamento Técnico Metrológico (RMT)</i> para medidores de energia classe 0,2 (erro nas medições de até $\pm 0,2\%$). CQ/GQ: verificação cruzada entre os resultados da medição e os registros da eletricidade vendida e /ou os dados fornecidos no banco de dados da <i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)</i>. Fonte verificada do Módulo 12 de Procedimentos de Rede: http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx • $EF_{grid,CM,y}$: A AND brasileira é responsável pelo cálculo dos fatores de emissão OM e BM no Brasil. Ela aplica a Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico. http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html Se a AND brasileira descontinuar a publicação dos fatores de emissão OM e BM, os próprios PPs calcularão com base nos dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Com base nas medidas de monitoramento, procedimentos de monitoramento exigidos pelo ONS e a experiência dos PPs na operação das centrais elétricas interligadas à rede, a equipe de validação confirma a capacidade dos participantes do projeto em implementar o plano de monitoramento.	
--	---	--

	Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 8. Consulta pública local		
1. Determinar se foram solicitados comentários dos atores locais que possam, de maneira razoável, ser considerados relevantes para a atividade de projeto do MDL	Cópias dos convites para comentários postados pelos PPs para os atores locais, assim como as correspondentes confirmações de recebimento (recibo do correio) foram avaliadas e consideradas em conformidade com a Resolução da AND nº 7 de 05 de março de 2008. Evidência de confirmação de recebimento dos convites estava disponível para os convites enviados à: - Prefeitura de Trairi; - Câmara Municipal de Trairi; - Secretaria Estadual de Meio Ambiente (SEMACE) - Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Trairi - Ministério Público Estadual - Ministério Público Federal - Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento; - Associação de moradores Consulte o Anexo B, “documentos preparados pelos PPs”. O DCP foi disponibilizado em português no site http://www.grupoenerbio.com.br/v2/projetos/index.php?id=3&idCategoria=15 A consulta pública local foi realizada de acordo com as exigências da AND e, portanto, é considerada adequada.	OK
2. Confirmar se a síntese dos comentários recebidos, como fornecida no DCP, está completa	De acordo com o DCP, nenhum comentário foi recebido no processo de comentário público local ou internacional.	OK
3. Confirmar se os participantes do projeto deram a devida consideração a quaisquer comentários recebidos e se esse processo foi descrito no DCP	De acordo com o DCP, nenhum comentário foi recebido no processo de consulta público local. Nenhum comentário foi recebido no processo de consulta pública global. http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/1E3CENS9I7EA4SAWRXXFUWGD0N2OME/view.html	OK

	Situação validada	Conclusão
SEÇÃO 9. Impactos ambientais		
1. A legislação ambiental do país anfitrião exige um EIA? Descreva a legislação aplicável.	SE 04 (para obter mais detalhes, consulte a seção Resultados, no final do Apêndice F: Os PPs não mencionaram no DCP os riscos ambientais identificados na análise dos impactos ambientais e as medidas correspondentes de mitigação e controle que estão ou serão implementadas. Os PPs explicaram adequadamente no DCP as medidas de mitigação e controle relacionadas aos impactos ambientais significativos. A SE 04 foi encerrada. De acordo com a resolução federal CONAMA 237/97, a agência responsável pelo controle ambiental deve determinar o tipo de estudo de impacto ambiental necessário. A licença de instalação ambiental, emitida em 27 de outubro de 2011 e válida até 26 de outubro de 2013, e o relatório do estudo do impacto ambiental foram avaliados.	SE 04, encerrada OK
2. Confirmar se os participantes do projeto realizaram uma análise dos impactos ambientais, e se exigido pela parte anfitriã, um Estudo de Impacto Ambiental	Uma análise de impacto ambiental, com a recomendação de medidas de mitigação, foi realizada de acordo com a Resolução Federal CONAMA 237/97, conforme verificado pela equipe de validação (RIMA_Guajiru.pdf).	OK
3. Confirmar se os impactos ambientais considerados significativos pelos PPs ou pelo país anfitrião estão descritos no DCP, incluindo medidas de mitigação.	Os impactos ambientais considerados significativos pelos PPs e pelo país anfitrião, de acordo com a análise de impacto ambiental, estão descritos no DCP seção D.2, incluindo as medidas de mitigação.	OK

Resultados

1. Grau / Ref.:	SAC 01	2. Data:	25/Nov/2011	3. Status:	Encerrada
4. Exigência:	Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade ver. 05.2.1, subpasso 2b(d) Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos ver. 5 parágrafo 12.				
5. Natureza da questão levantada:					
Os PPs não forneceram referências para justificar o valor de benchmark adotado. A publicação do Ministério de Minas e Energia do Brasil remonta a 2003 e está obsoleta. A segunda referência (relatório resumido do Banco Mundial "Licenciamento Ambiental de Projetos Hidrelétricos no Brasil") não se refere a projetos de energia eólica. A terceira referência adicional mencionado no DCP, a publicação "Economia da Mudança do Clima no Brasil: Custos e Oportunidades" ²¹ , de janeiro de 2010, não é fornecida por uma autoridade nacional.					
6. Natureza das respostas fornecidas pelos participantes do projeto (1):					
Em complementação aos argumentos e referências fornecidos, o participante do projeto também desenvolveu um modelo de precificação de ativos de capital (CAPM) para determinar o benchmark com base em parâmetros que são padrão no mercado e considerando as disposições específicas das Orientações 9, 15 e 17/18 das “Diretrizes sobre a avaliação de análises de investimento – Versão 05”, além da Nota Informativa do Painel de Metodologias do MDL “Valores padrão para retorno sobre o capital próprio em projetos de MDL” (50 reunião, Anexo 8). Para facilitar a validação pelo EOD, o CAPM foi desenvolvido utilizando os parâmetros definidos pelo Painel de Metodologias para a taxa livre de risco, o prêmio de risco de mercado, e o prêmio do risco-país brasileiro, enquanto o beta do CAPM foi obtido da Damodoran Online, um recurso de web de prestígio e público para referências de mercado padrão. Os proponentes do projeto calcularam o benchmark com base em parâmetros padrão, considerando as variáveis específicas definidas pelo Painel de Metodologias do MDL em combinação com o beta médio ponderado de mercado sem alavancagem do setor de energia dos EUA, realavancado para a estrutura específica de dívida/capital próprio assumida para a atividade do projeto com base na Orientação 17/18. A planilha de cálculo detalhada, com todas as referências, é apresentada. O resultado de 15,35% (em termos reais/depois dos impostos) obtido a partir do CAPM para o cálculo do retorno sobre o capital próprio para a indústria de energia é um pouco superior, mas ainda totalmente compatível com a taxa mínima de retorno definida pelo governo brasileiro, bem como as outras referências que foram fornecidas. Consequentemente, os resultados corroboram a seleção e a definição da taxa mínima de retorno como um benchmark adequado para					

demonstrar a adicionalidade do projeto conforme as regras do MDL.
Concluindo, todas as referências indicadas fornecem valores compatíveis e foram emitidas ou elaboradas e aprovados pelas entidades governamentais relevantes. Além disso, um modelo CAPM elaborado utilizando os parâmetros que foram definidos pelo Painel de Metodologias do MDL para ser o padrão no mercado prevê uma taxa de retorno compatível sobre o investimento de capital em energia renovável no Brasil. Com base nessas evidências de apoio mútuo, os PPs acreditam que deram o suporte adequado ao benchmark utilizado na atividade do projeto.

7. Avaliação dessas respostas (1):

Comentário do LE: Os PPs optaram por adotar a Diretriz 15 letra b) das “Diretrizes para a Avaliação da Análise de Investimentos”. As fontes adotadas para os valores da taxa livre de risco, prêmio pelo risco de mercado, prêmio pelo risco país, Beta com alavancagem e estrutura financeira de dívida/capital próprio do projeto foram validados. A equipe de validação concorda que a aplicação apresentada do modelo de precificação de ativos de capital (CAPM), que é um modelo muito difundido para a determinação do valor do capital próprio, suporta o valor de benchmark adotado pelos PPs.

Mas é preciso esclarecer em mais detalhes se é apropriado usar um título do governo de 2008 a partir do rating da Moody usado no cálculo do fator padrão dos benchmarks nas “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos – Versão 05” para uma decisão de investimento tomada em maio de 2011 de acordo com a Diretriz 6 das mesmas “Diretrizes”. Verifique e explique o mesmo para os dois outros parâmetros usados a partir da mesma fonte.

8. Natureza das respostas fornecidas pelos participantes do projeto (2):

Os PPs agora adotaram os parâmetros definidos por meio do Rendimento do Tesouro dos EUA da taxa nominal livre de risco (2006-2010), o prêmio pelo risco de mercado como calculado e publicado por Damodaran, <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>, assim como para o prêmio de risco brasileiro, como calculado e publicado por Damodaran, <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. O beta do CAPM foi obtido da Damodaran Online, <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

A planilha de cálculo detalhada, com todas as referências, é apresentada. O resultado de 14,64% (em termos reais/depois dos impostos) obtido a partir do CAPM para o cálculo do retorno sobre o capital próprio para a indústria de energia é totalmente compatível com a taxa mínima de retorno definida pelo governo brasileiro, bem como as outras referências que foram fornecidas.

9. Avaliação dessas respostas (2):

Os parâmetros do CAPM adotados agora pelos PPs solucionam satisfatoriamente a preocupação em relação à sua veracidade.

10. Referências às alterações resultantes no DCP ou nos anexos de apoio:

A argumentação sobre o benchmark foi alterada no DCP (versão 3).

O arquivo de cálculo detalhado do CAPM “Global CAPM electricity generation 2011” e a planilha de fluxo de caixa “Cash Flow_Guajiru V02” foram disponibilizados à EOD. A SAC 01 foi encerrada.

1. Grau / Ref.:	SAC 02	2. Data:	25/Nov/2011	3. Status:	Encerrada
4. Exigência:	Diretrizes sobre a prática comum versão 01.0 – EB63 Anexo 12				
5. Natureza da questão levantada:					
a. Sete projetos são considerados no DCP, página 34 “Criteria 04”, como sendo diferentes da atividade de projeto proposta devido aos incentivos recebidos do PROINFA. O DCP não fornece referência clara sobre os subsídios mencionados recebidos por estes projetos.					
b. A análise de prática comum no DCP não segue os passos apresentados na última versão das Diretrizes sobre a Prática Comum (EB63 anexo 12).					
6. Natureza das respostas fornecidas pelos participantes do projeto:					
A análise prática comum foi alterada de acordo com a ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 06.0.0. Referências sobre benefícios do PROINFA foram adicionadas ao DCP na seção de análise da prática comum.					
7. Avaliação dessas respostas:					
Referências suficientes sobre os benefícios do PROINFA foram adicionadas ao DCP na seção de análise da prática comum. O DCP foi revisado para estar em conformidade com a última versão das Diretrizes sobre a Prática Comum (EB63 anexo 12). A SAC 02 foi encerrada.					
8. Referências às alterações resultantes no DCP ou nos anexos de apoio:					
Referências sobre os benefícios do PROINFA foram adicionadas ao DCP na seção de análise da prática comum. O DCP foi revisado para estar em conformidade com a última versão das Diretrizes sobre a Prática Comum (EB63 anexo 12).					

1. Grau / Ref.:	SAC 03	2. Data:	25/Nov/2011	3. Status:	Encerrada
4. Exigência:	Manual de Validação e Verificação versão 01.2 parágrafos 30 e 95.				
5. Natureza da questão levantada:					
Em relação aos valores do fator de carga da planta na análise financeira, os PPs não justificaram por que o uso de um valor de probabilidade de ocorrência P90 pode ser considerado conservador.					
6. Natureza das respostas fornecidas pelos participantes do projeto:					
De acordo com relatórios de monitoramento da geração publicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para o período de 2007 até outubro de 2011, dentre 13 centrais eólicas despachadas centralmente, 11 plantas têm um fator de capacidade verificado abaixo da projeção original do fator de carga. Se apenas forem consideradas as plantas localizadas na região nordeste, onde essa atividade de projeto está localizada, efetivamente todas as plantas mostraram um desempenho inferior significativo quando comparado					

com a estimativa original do fator de capacidade. Na verdade, durante o período inteiro de geração, seu desempenho é apenas 67% do fator de carga da planta originalmente projetado.

O fato de subdesempenho estrutural também é discutido em um relatório recente publicado pela PSR [2], uma das empresas de consultoria de maior prestígio do setor energético no Brasil. A análise mostra que durante o ano de 2010 a produção de todas as fontes complementares de energia renováveis no Brasil (pequenas centrais hidrelétricas, centrais de biomassa e centrais eólicas) foi quase 40% abaixo das projeções originais. O estudo informa ainda que durante o período entre 2007 e 2010, a geração de 11 centrais eólicas do PROINFA foi em média 8% abaixo do volume contratado pelo programa. Na verdade, nove das onze plantas apresentaram subprodução de 13%, em média, uma estava em conformidade com as projeções e apenas uma planta teve uma superprodução, conforme discutido na página 03 deste estudo, no Gráfico 2: *Produção frustrada das centrais eólicas do PROINFA com base na média de 2007 - 2010*. Além disso, o estudo discute que este não é apenas um fenômeno do PROINFA e das plantas brasileiras, mas que os estudos norte-americanos também apontam para um desempenho estrutural inferior de centrais eólicas e que o P50 não é um critério de investimento adequado.

- [1] Relatório do ONS “Acompanhamento mensal da geração de energia das usinas eólicas com programação e despacho centralizado pelo ONS” e planilha do Excel “Geração Eólicas”, Outubro/2011. Documento “Boletim_Eolica_out-2011”, disponível em http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_out-2011.pdf
- [2] Relatório de Mercado PSR – julho de 2011, disponível na sala de dados, pasta < Findings\CAR 03>.

7. Avaliação dessas respostas:

A adoção de uma estimativa de fator de carga com uma probabilidade de 90% (P90) de um fator de carga real superior, em vez de uma probabilidade mais conservadora como, por exemplo, P50, foi considerada razoável pela equipe de validação, considerando-se o subdesempenho histórico das centrais eólicas da região, como confirmado pela publicação da ANEEL, “Boletim_Eolica_out-2011”, pg. 5 Tabela 2, disponível em http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_out-2011.pdf.

A SAC 03 foi encerrada.

8. Referências às alterações resultantes no DCP ou nos anexos de apoio:

Nenhuma mudança foi feita no DCP em decorrência da SAC 03.

1. Grau / Ref.:	SE 01	2. Data:	25/Nov/2011	3. Status:	Encerrada
4. Exigência:	Manual de Validação e Verificação versão 01.2 parágrafo 123.				
5. Natureza da questão levantada:					

- a. O DCP não menciona quais são os medidores localizados na subestação, quais estão localizados no ponto de conexão com o sistema de transmissão integrado nacional (SIN) e quais equipamentos de medição serão utilizados para a medição da energia fornecida à rede ($EG_{facility,y}$). Essa distinção também não é clara quanto ao procedimento de GQ/CQ.
- b. Não é mencionado no DCP como a energia líquida fornecida por cada uma das quatro plantas (CGE Fleixeiras, CGE Guajiru, CGE Trairi e CGE Mundaú) para a rede será medida, uma vez que todas as quatro plantas estão conectadas ao mesmo equipamento de medição no ponto de conexão com o SIN.
- c. O DCP não descreve os principais modos de falha identificados no plano de monitoramento e como essas falhas são prevenidas/controladas pelos procedimentos de GQ/CQ.
- d. Os PPs não fornecem as referências para a determinação da frequência de calibração dos medidores de energia.
- e. A frequência de monitoramento não está declarada no DCP seção B.7.1, parâmetro $EG_{facility,y}$, sob "Descrição dos métodos e procedimentos a serem aplicados".

6. Natureza das respostas fornecidas pelos participantes do projeto:

- Foram adicionadas informações nas seções B.7.1 e B.7.2 do DCP.
- Foram adicionadas informações na seção B.7.2 do DCP.
- Foram adicionadas informações na seção B.7.2 do DCP.
- O DCP V01 já fornecia informações de que a calibração dos medidores de energia segue os procedimentos da rede do ONS (submódulo 12.3). O submódulo 12.3 foi fornecido à EOD.
- A frequência de monitoramento do parâmetro $EG_{facility,y}$, sob o título "Descrição dos métodos e procedimentos a serem aplicados" foi adicionada ao DCP.

7. Avaliação dessas respostas:

Foram feitas todas as correções/inclusões no DCP.
A SAC 01 foi encerrada.

8. Referências às alterações resultantes no DCP ou nos anexos de apoio:

- Foram adicionadas informações nas seções B.7.1 e B.7.2 do DCP.
- Foram adicionadas informações na seção B.7.2 do DCP.
- Foram adicionadas informações na seção B.7.2 do DCP.
- O DCP V01 já fornecia informações de que a calibração dos medidores de energia segue os procedimentos da rede do ONS (submódulo 12.3). O submódulo 12.3 foi fornecido à EOD.

A frequência de monitoramento do parâmetro $EG_{facility,y}$, sob o título "Descrição dos métodos e procedimentos a serem aplicados" foi adicionada ao DCP.

1. Grau / Ref.:	SE 02	2. Data:	25/Nov/2011	3. Status:	Encerrada
4. Exigência:	Manual de Validação e Verificação versão 01.2 parágrafo 95.				
5. Natureza da questão levantada:					
a. As causas do desempenho inferior dos projetos de geração de energia eólica no âmbito do Proinfa (DCP página 29) não são apresentadas, nem a razão para que tal comportamento também deva ser razoavelmente esperado da atividade de projeto proposta. b. Os PPs não apresentaram no DCP a base para a declaração “Esse desempenho inferior é um risco material no mercado livre, já que os contratos, ao contrário do PROINFA, não permitem o fornecimento de menos energia do que o projetado” (DCP página 29).					
6. Natureza das respostas fornecidas pelos participantes do projeto:					
a - Consulte a resposta da SAC 03 para compreender as causas do subdesempenho dos projetos de geração de energia eólica no Brasil (também das plantas sob o PROINFA). O DCP não diz que esse desempenho inferior é o esperado. Fica expresso que a geração de eletricidade apresenta incertezas. A estimativa com base no P90 adotado pelos proprietários do projeto tenta minimizar as incertezas. Duas possíveis razões para o desempenho inferior dos projetos de geração de energia eólica sob o Proinfa foram adicionadas ao DCP. b - Nos termos do CCVE padrão do PROINFA, a Eletrobrás deve comprar 100% da energia produzida a um preço fixo, que é indexado pela inflação (IGPM). O CCVE assegura que o projeto receberá pelo menos 70% da energia contratada inicialmente definida no CCVE durante o período de financiamento com o BNDES. Após o fim do período de financiamento, não haverá limites inferiores para as receitas. Embora o CCVE seja uma obrigação direta da Eletrobrás, ela não arca com o ônus financeiro do programa PROINFA, pois todos os custos relacionados são repassados para os consumidores através das Empresas de Distribuição de Energia por meio de uma tarifa especial em cada conta. De acordo com a Resolução ANEEL 062/2004, a energia contratada pelo CCVE está sujeita à revisão em dois casos: i) A energia contratada será avaliada a cada 12 meses a partir da data de operação comercial e deverá ser redefinida para baixo quando a energia média gerada for inferior a 70% da energia contratada real; ii) A energia contratada será redefinida para baixo se a energia média gerada dos primeiros 24 meses de operação for menor do que 85% da energia contratada real; A energia contratada também pode ser redefinida para cima, quando a central eólica gerar acima da energia contratada. Esta é uma decisão do Ministério de Minas e Energia (MME). No caso de geração acima da energia contratada, sem importar a decisão do MME					

para redefini-la para cima, a central eólica será paga por toda a energia gerada e entregue:

No mercado livre, se a energia elétrica contratada não for entregue, o comprador tem o direito de rescindir o contrato. Em geral, quando essa situação ocorre, o vendedor pode (i) comprar eletricidade no mercado (sendo exposto à variação de preço do mercado) ou (ii) pagar multas devido à falha de entrega.

As informações relacionadas a essa explicação foram acrescentadas à página 30 do DCP.

7. Avaliação dessas respostas:

As questões levantadas foram adequadamente explicadas no DCP.

A SAC 02 foi encerrada.

8. Referências às alterações resultantes no DCP ou nos anexos de apoio:

Foi incluída no DCP, na análise de investimentos, uma explicação em relação ao desempenho histórico ruim dos projetos de geração de energia eólica mencionado e por que tal comportamento também deve ser razoavelmente esperado da atividade de projeto proposta.

1. Grau / Ref.:	SE 03	2. Data:	25/Nov/2011	3. Status:	Encerrada
4. Exigência:	Manual de Validação e Verificação versão 01.2 parágrafo 95.				
5. Natureza da questão levantada:					
Em relação às tarifas de transmissão TUST e TUSD, o DCP não afirma qual é considerada na análise financeira e por quê.					
6. Natureza das respostas fornecidas pelos participantes do projeto:					
As informações sobre as tarifas de transmissão foram adicionadas à tabela 10 do DCP.					
7. Avaliação dessas respostas:					
A natureza das tarifas de transmissão foi adequadamente explicada no DCP.					
A SE 03 foi encerrada.					
8. Referências às alterações resultantes no DCP ou nos anexos de apoio:					
As informações sobre as tarifas de transmissão foram adicionadas à tabela 10 do DCP.					

--

1. Grau / Ref.:	SE 04	2. Data:	25/Nov/2011	3. Status:	Encerrada
4. Exigência:	Manual de Validação e Verificação versão 01.2 parágrafo 132.				
5. Natureza da questão levantada:	Os PPs não fornecem os riscos ambientais identificados na análise dos impactos ambientais e as medidas correspondentes de mitigação e controle que foram ou serão implementadas.				
6. Natureza das respostas fornecidas pelos participantes do projeto:	Uma tabela com os impactos ambientais e as medidas de mitigação e controle foi adicionada na seção D.2 do DCP.				
7. Avaliação dessas respostas:	Os PPs explicaram adequadamente no DCP as medidas de mitigação e controle relacionadas aos impactos ambientais significativos. A SE 04 foi encerrada.				
8. Referências às alterações resultantes no DCP ou nos anexos de apoio:	Uma tabela com os impactos ambientais e as medidas de mitigação e controle foi adicionada na seção D.2 do DCP.				

1. Grau / Ref.:	SE 05	2. Data:	25/Nov/2011	3. Status:	Encerrada
4. Exigência:	PROCEDIMENTOS PARA MODALIDADES DE COMUNICAÇÃO ver. 01				
5. Natureza da questão levantada:	Uma MoC assinada não foi fornecida pelos PPs.				
6. Natureza das respostas fornecidas pelos participantes do projeto:	A MoC assinada foi fornecida.				
7. Avaliação dessas respostas:	<u>10 de janeiro de 2012:</u> Até o momento, os PPs não forneceram à equipe de validação a MoC. A documentação será submetida à análise técnica com essa SE ainda em aberto. <u>23 de janeiro de 2012:</u> A MoC assinada foi fornecida pelos PPs. A SE 05 foi encerrada.				
8. Referências às alterações resultantes no DCP ou nos anexos de apoio:					