



RINA

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Final

“Parques Eólicos Curva dos Ventos”
no
Brasil

Relatório Nº 2012-DG-14-MD
Revisão Nº 1.3



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| | | |
|---|---|---|
| Título do projeto: "Parques Eólicos Curva dos Ventos" | País: Brasil | RCEs estimadas (tCO₂e): 101.870 (<i>média anual</i>) |
| Cliente: ENEL Brasil Participações Ltda | Contato do cliente: Sr. Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira | |
| Relatório Nº: 2012-DG-14-MD | Revisão: 1.3 | Data deste relatório: 22/11/2012 |
| Aprovado por (Relatório final – Responsável): Roberto Cavanna | | Data da aprovação: 22/11/2012 |

Metodologia

| Número: | Versão: | Título: | Escala | SS(s): |
|---------|-----------------------------|--|--------|--------|
| ACM0002 | versão 13.0.0 de 11/05/2012 | "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis" | Grande | 1 |

A RINA Services S.p.A. (RINA), sob o comissionamento de ENEL Brasil Participações Ltda., realizou a validação da atividade de projeto "Parques Eólicos Curva dos Ventos" no Brasil, no que se refere às exigências pertinentes às atividades do MDL.

Em conclusão, a opinião da RINA é que a atividade de projeto "Parques Eólicos Curva dos Ventos", conforme descrito no DCP, versão 04 de 21/11/2012, atende a todos os requisitos relevantes para atividades do MDL e a todos os critérios relevantes da Parte anfitriã, e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis", versão 13.0.0 de 11/05/2012.

Dessa forma, a RINA solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto MDL.

Antes do envio do Documento de Concepção de Projeto e do Relatório de Validação para o Conselho Executivo do MDL, o Projeto terá de receber a aprovação, por escrito, de participação voluntária por parte da AND do Brasil, o que inclui a confirmação de que o Projeto auxilia o país no alcance do desenvolvimento sustentável.

| | |
|--|--|
| Trabalho realizado por: Vicente San Valero, Thaís de Lima Carvalho, Nisha Raghavan | <input checked="" type="checkbox"/> Proibida a distribuição sem a permissão do Cliente ou da unidade organizacional responsável <input type="checkbox"/> Altamente confidencial <input type="checkbox"/> Distribuição irrestrita |
|--|--|

| | |
|--|---|
| Trabalho verificado por (Relatório final – funcionário autorizado a assinar pela EOD) Laura Severino | Palavras-chave: Mudança climática, Protocolo de Quioto, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Validação |
|--|---|



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Abreviações

| | |
|-------------------|--|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| AOD | Assistência Oficial para o Desenvolvimento |
| AR | Aviso de Recebimento (correio) |
| BE | Emissões da linha de base |
| BM | Margem de construção |
| CAR | Solicitação de Ação Corretiva |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CDM M&P | Modalidades e Procedimentos do MDL |
| CL | Solicitação de Esclarecimento |
| CH ₄ | Metano |
| CM | Margem combinada |
| CO ₂ | Dióxido de carbono |
| CO ₂ e | Dióxido de carbono equivalente |
| COFINS | Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social |
| DNA | Autoridade Nacional Designada |
| FAR | Solicitação de Ação Antecipada |
| GHG | Gás(es) de Efeito Estufa |
| CIMGC | Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima |
| IPCC | Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas |
| LoA | Carta de Aprovação |
| MDL | Mecanismo de Desenvolvimento Limpo |
| MME | Ministério das Minas e Energia |
| MoV | Meios de Verificação |
| OM | Margem de Operação |
| ONS | Operador Nacional do Sistema |
| PASEP | Programa de Formação de Patrimônio do Servidor Público |
| PCH | Pequena Central Hidrelétrica |
| PDD | Documento de Concepção de Projeto |
| PE | Emissões do Projeto |
| PIS | Programa de Integração Social |
| PP(s) | Participante(s) do Projeto |
| PPA | Contrato de Compra de Energia |
| PROINFA | Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica |
| RCE(s) | Redução(ões) Certificada(s) de Emissão(ões) |
| Ref. | Referência do Documento |
| RINA | RINA Services Spa |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| SS(s) | Escopo(s) Setorial(is) |
| TUST | Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão |
| UNFCCC | Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas |
| VVM | Manual de Validação e Verificação |
| VVS | Norma de Validação e Verificação |

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| Índice | Página |
|---|---------------|
| 1 INTRODUÇÃO | 5 |
| 1.1 Objetivo | 5 |
| 1.2 Escopo | 5 |
| 2 METODOLOGIA | 5 |
| 2.1 Revisão do documento | 5 |
| 2.2 Ações de acompanhamento | 10 |
| 2.3 Resolução de questões pendentes | 11 |
| 2.4 Controle de qualidade interno | 13 |
| 2.5 Equipe de validação e revisor(es) técnico(s) | 13 |
| 3 RESULTADOS DA VALIDAÇÃO | 13 |
| 3.1 Aprovação e Participação | 13 |
| 3.2 Modalidades de comunicação | 14 |
| 3.3 Documento de Concepção de Projeto | 14 |
| 3.4 Concepção do projeto | 15 |
| 3.5 Aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento selecionada | 17 |
| 3.6 Limite do projeto | 18 |
| 3.7 Identificação da linha de base | 19 |
| 3.8 Adicionalidade | 19 |
| 3.9 Consideração prévia do mecanismo de desenvolvimento limpo | 20 |
| 3.10 Identificação de alternativas | 20 |
| 3.11 Análise de investimentos | 20 |
| 3.12 Análise de barreiras | 26 |
| 3.13 Análise de práticas comuns | 26 |
| 3.14 Conclusão | 27 |
| 3.15 Plano de Monitoramento | 27 |
| 3.16 Estimativa de emissões de GEE | 29 |
| 3.17 Impactos ambientais | 31 |
| 3.18 Consulta aos atores locais | 31 |
| 4 COMENTÁRIOS DAS PARTES, ATORES E ONG | 32 |
| 5 PARECER DA VALIDAÇÃO | 33 |

ANEXO A: Protocolo de validação



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

1 INTRODUÇÃO

A ENEL Brasil Participações Ltda. contratou a RINA para executar a validação do projeto "Parques Eólicos Curva dos Ventos" no Brasil.

O presente relatório apresenta um resumo dos resultados da validação do projeto, realizado com base nos critérios da UNFCCC para o MDL, bem como nos critérios fornecidos para proporcionar de forma consistente a operação, o monitoramento e a elaboração de relatórios sobre o projeto.

1.1 Objetivo

O objetivo da Validação é ter uma avaliação independente de uma atividade de projeto por uma entidade operacional designada, frente aos requerimentos do MDL estabelecidos na decisão 3/CMP.1, no seu anexo e nas decisões pertinentes da COP/MOP, baseada no documento de concepção de projeto. Particularmente, a linha de base do projeto e seu plano de monitoramento, bem como a conformidade do projeto com os requerimentos relevantes da UNFCCC e com os critérios da Parte anfitriã, são validados a fim de confirmar que a concepção do projeto, tal como documentada, é segura e razoável, e atende aos critérios identificados. A validação é um requisito para todos os projetos de MDL e é considerada um passo necessário para prover aos atores a garantia de qualidade do projeto e da geração pretendida de reduções certificadas de emissões (RCEs).

1.2 Escopo

O escopo da validação é a revisão do DCP frente aos critérios da UNFCCC para o MDL.

Os critérios da UNFCCC para o MDL referem-se ao Artigo 12 do Protocolo de Quioto, às Modalidades e procedimentos do MDL, e às decisões subsequentes do Conselho Executivo do MDL.

A validação não tem o objetivo de prover nenhuma consistência aos participantes do projeto. Entretanto, as solicitações de esclarecimentos e ações corretivas podem ter fornecido insumos para o aperfeiçoamento da concepção do projeto.

2 METODOLOGIA

A validação foi realizada utilizando os procedimentos da RINA consonantes aos requerimentos especificados nas M&P do MDL, na versão mais recente do Manual de Validação e Verificação do MDL, nas decisões pertinentes da COP/MOP e do CE MDL, e à aplicação de técnicas-padrão de auditoria.

A validação consistiu nas três fases a seguir:

- Análise de documentos;
- Ações de acompanhamento;
- Resolução de questões pendentes e emissão do relatório de validação final.

As seções a seguir descreverão cada fase em detalhes.

2.1 Revisão do documento

O DCP versão 04 de 21/11/2012, e as versões anteriores 03 de 13/08/2012, versão 02 de 10/06/2012 e versão 01 de 16/01/2012 /1/, particularmente a aplicabilidade da metodologia, a determinação da linha de base, a adicionalidade da atividade de projeto, a data de início do projeto, o plano de monitoramento, os cálculos das reduções de emissões fornecidos em planilha eletrônica: "*ER estimation Curva dos Ventos Wind Farms (13Aug12).xlsx*" versão 3 de 13/08/2012, e versões anteriores 2 de 10/06/2012 e 1 de 20/12/2011 /2/, as planilhas de análises financeiras: "*Equity IRR Curva dos Ventos Wind Farms (9Jul12).xls*", versão 3 de 19/07/2012, e versões anteriores 2 de 10/06/2012 e 1 de 20/12/2011 /3/ e as planilhas de práticas comuns: "*Common_Practice Analysis Curva dos Ventos Wind Farms (19Jul12).xlsx*", versão 3 de 19/07/2012, e versões anteriores 2 de 10/06/2012 e 1 de 22/12/2011 /4/, foram avaliadas como parte da validação.

A tabela abaixo traz uma relação dos documentos analisados durante a validação.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| | |
|-----|--|
| /1/ | MGM Innova: MDL-DCP das "Parques Eólicos Curva dos Ventos", versão 04 de 21/11/2012; Versão 03 de 13/08/2012 Versão 02 de 10/06/2012; Versão 01 de 16/01/2012. |
| /2/ | MGM Innova: Planilha eletrônica com os cálculos de RCEs das "Parques Eólicos Curva dos Ventos" – "ER estimation Curva dos Ventos Wind Farms (13Aug12).xlsx", versão 3 de 13/08/2012; "ER estimation Curva dos Ventos Wind Farms (10Jun12).xlsx", versão 2 de 10/06/2012; "ER estimation Curva dos Ventos Wind Farms (20Dec2011).xls", versão 1 de 20/12/2011. |
| /3/ | MGM Innova: Planilha eletrônica com a Análise de investimentos das "Parques Eólicos Curva dos Ventos", "Equity IRR Curva dos Ventos Wind Farms (9Jul12).xslm", versão 3 de 09/07/2012; - "Equity IRR Curva dos Ventos Wind Farms (10Jun12).xslm", versão 2 de 10/06/2012; - "Equity IRR Curva dos Ventos Wind Farms (20Dec2011).xlsx", versão 1 de 20/12/2011. MGM Innova: a planilha apresenta as tarifas com base em uma proposta da ENDESA para venda de energia nos termos de um PPA no mercado não-regulado, calculadas como uma proporção entre a média da energia assegurada e o montante de energia atribuído para o PPA, "Sales Analysis Wind Power Projects Brazil.xls" de 10/06/2012. MGM Innova: planilha com as projeções da CEPEL no período 2014-2033 para os preços no mercado SPOT de eletricidade (PLD - Preço de Liquidação das Diferenças, com o preço spot da eletricidade no Brasil), "PLD - Final Version - A-3 Auction 2011.xls" de 10/06/2012. |
| /4/ | MGM Innova: Planilha eletrônica com a análise de práticas comuns das "Fazendas Eólicas Curva dos Ventos", "Common_Practice Analysis Curva dos Ventos Wind Farms (19Jul12).xlsx", versão 3 de 19/07/2012; - "Common Practice Analysis Curva dos Ventos Wind Farms (10Jul12).xlsx", versão 2 de 10/06/2012; - "Common Practice Analysis Curva dos Ventos Wind Farms (22nov2011).xlsx", versão 1 de 22/11/2011. |
| /5/ | Conselho Executivo do MDL: Norma de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, versão 2.0 de 25/11/2011. Conselho Executivo do MDL: "Manual de Validação e Verificação do MDL" - Versão 01.2 de 30/07/2010. |
| /6/ | INEMA - Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos – Licença do local (Portaria INEMA nº 278), emitida em 31/05/2011, válida até 31/05/2016 ("LP_Curva dos Ventos.pdf") e que menciona uma capacidade instalada de 99 MW, composta por: Joana = 48 MW (16 unidades de 3 MW) e Emiliana = 51 MW (17 unidades de 3 MW). |
| /7/ | "Parques Eólicos Curva dos Ventos" - Documentos ANEEL/MME <ul style="list-style-type: none">• Autorização da ANEEL, Resolução nº 907 de 10/11/2009 – Aprovando o leilão da ANEEL nº 03/2009-ANEEL, especificando os valores da TUST (Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão) (R\$/kWmês);• Despacho nº 3.054 de 26/07/2011 – Registro do estudo de implementação do projeto, com uma capacidade instalada total de 52.800 kW (Emiliana = 27.200 kW, com 17 unidades de 1.600 kW e Joana = 25.600 kW, com 16 unidades de 1.600 kW).• Decreto nº 2.410 de 28/11/1997, estabelece a fórmula para cálculo da TSFEE• Resolução nº 1.179 de 18/07/2011, estabelece o valor da TUST.• Resolução nº 170 de 22/03/2012 - Autorizando o estabelecimento da Enel Green Power Joana Eólica S.A. como produtor de energia independente através da implementação da usina de energia eólica denominada EOL Joana. Descreve a capacidade instalada de 25.600 kW (16 unidades de 1.600 kW) e a média de energia assegurada de 12.200 kW;• Resolução nº 176 de 22/03/2012- Autorizando o estabelecimento da Enel Green Power Emiliana Eólica S.A. como produtor de energia independente através da implementação da usina de energia eólica denominada EOL Emiliana. Descreve a capacidade instalada de 27.200 kW (17 unidades de 1.600 kW) e a média de energia assegurada de 12.700 |



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| | kW; |
|------|---|
| /8/ | Empresa de Pesquisa Energética: Dados de estudos básicos preliminares da usina geradora de energia eólica Joana (capacidade instalada = 25.600 kW) – “Eolica_Completa Joana A3 2011.pdf”, de 14/11/2011. |
| /9/ | Empresa de Pesquisa Energética: Dados de estudos básicos preliminares da usina geradora de energia eólica Emiliana (capacidade instalada = 27.200 kW) – “Eolica_Completa Emiliana A3 2011.pdf”, de 14/11/2011. |
| /10/ | CIMGC: Manual para envio de projetos MDL para a Comissão Interministerial sobre Mudança Global do Clima, versão 2 de 01/07/2008. |
| /11/ | * Conselho Executivo do MDL: “Diretrizes de preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto”, versão 01.0 de 02/03/2012 (EB66 - Anexo 8). * Conselho Executivo do MDL: “Diretrizes de preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto (MDL-DCP) e das novas metodologias de linha de base e de monitoramento propostas (CDM-NM)”, versão 7 de 02/08/2008. |
| /12/ | * Conselho Executivo do MDL: ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 12.2.0 de 25/11/2011 * Conselho Executivo do MDL: ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 12.3.0 de 02/03/2012. * Conselho Executivo do MDL: ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012. |
| /13/ | Conselho Executivo do MDL: Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 06.0.0 de 25/11/2011 (EB65 – Anexo 21). |
| /14/ | Conselho Executivo do MDL: Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico, versão 02.2.1 de 29/09/2011. |
| /15/ | CIMGC: Fatores de emissão de CO2 para geração de eletricidade no Brasil http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html - acesso: 23/03/2012. Em inglês e português. |
| /16/ | *Conselho Executivo do MDL: Glossário de termos do MDL, versão 06, de 02/03/2012. *Conselho Executivo do MDL: Glossário de termos do MDL, versão 05, de 19/08/2009. |
| /17/ | Conselho Executivo do MDL: “Diretrizes de demonstração e avaliação de consideração prévia do MDL” (EB62 - Anexo 13), versão 04, de 15/07/2011. |
| /18/ | Conselho Executivo do MDL: “Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos”, versão 05, de 15/07/2011. |
| /19/ | Conselho Executivo do MDL: “Diretrizes sobre a prática comum”, versão 01.0, de 29/09/2011. |
| /20/ | Conselho Executivo do MDL: “Ferramenta para calcular as emissões de projeto ou fugas de CO ₂ por queima de combustíveis fósseis”, versão 02, de 02/08/2008. |
| /21/ | Conselho Executivo do MDL: “Diretrizes para elaboração de relatório e validação de fatores de carga da usina”, versão 01, de 17/07/2009. |
| /22/ | ENEL Brasil Participações Ltda.: consideração prévia do MDL, 20/12/2011: Confirmado no site da UNFCCC na internet (http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index_html) e pela AND no e-mail recebido (Mail confirmation DNA Brazil (20Dec2011).pdf) |
| /23/ | Procedimentos da rede do ONS, Sub-módulo 12.3 “Manutenção de sistema de medição para faturamento” e Sub-módulo 12.4 “Coleta de dados medidos para faturamento”, disponível em < http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset > acesso: 23/03/2012 (Sub-módulo 12-3 Manutenção de sistemas de monitoramento (ONS).PDF; Sub-módulo 12-4 Coleta de dados (ONS).PDF), em português. |
| /24/ | Consulta aos atores locais: cartas e Aviso de Recebimento (AR), – 29/12/2011; 30/12/2011; 02/01/2012; 05/01/2012. |
| /25/ | Comissão Interministerial sobre Mudança Global do Clima (CIMGC), Resolução 7 para a consulta aos atores locais, 05/03/2008. |



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| | |
|------|---|
| /26/ | <p>Documentos do leilão</p> <p>* ANEEL:</p> <ul style="list-style-type: none">- 12º Leilão de Energia Nova – resultados e tarifa do Edital 02/2011 A-3 – quando o projeto foi aprovado para a assinatura de um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 17/08/2011 (“Resultado_12LEN_A3.PDF”), disponível em http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/2_”Resultado_Completo_12LEN_A3_vendedor.pdf”>, acesso: 04/04/2012.- Edital 01/2012 A-3 do 14º Leilão de Energia Nova – define o período de geração (oferta) de eletricidade de 01/01/2015 a 31/12/2034, data: 17/02/2012 (“Edital_Leilão_A_3_VF_17.02.12_14o_LEN.pdf”), disponível em "' v="" www.ccee.org.br="">http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?qryARQUIVO-CD-CATEGORIA-ARQUIVO=b0c6030094185310VgnVCM1000005e01010a____&contentType=ARQUIVO&vgnextoid=bf1b76865c3b4310VgnVCM1000005e01010aRCRD&x=12&y=9>, acesso: 04/04/2012.- Informações sobre o leilão 01/2012, previsão de realização em 11/10/2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=53&idPerfil=5, acesso: 23/07/2012. Em português. <p>* MME:</p> <ul style="list-style-type: none">- Portaria Ministerial nº 554, de 23/09/2011 – define que o 14º Leilão de Energia Nova – Edital 01/2012 A-3, será realizado em 22/03/2012;- Portaria Ministerial nº 102, de 06/03/2012 (revisão/supressão da Portaria nº 554) – define que o 14º Leilão de Energia Nova – Edital 01/2012 A-3) será realizado em 28/06/2012; disponível em ">http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?qryARQUIVO-CD-CATEGORIA-ARQUIVO=d61076865c3b4310VgnVCM1000005e01010a____&contentType=ARQUIVO&vgnextoid=bf1b76865c3b4310VgnVCM1000005e01010aRCRD&x=13&y=10>, acesso: 04/04/2012. |
| /27/ | SAI- Serviços aéreos industriais especializados - relatório técnico de Curvas dos Ventos S/A, incluindo imagens de satélite das áreas do Projeto, julho de 2011 (“Relatório Técnico Curvas dos Ventos.pdf”; imagens de satélite 01-059.tif). |
| /28/ | ENEL Brasil Participações Ltda: <ul style="list-style-type: none">- balanços financeiros dos anos de 2009, 2010 e 2011 (até novembro); “<i>Enel Brasil demonstrações 2009, 2010 e nov-2011.pdf</i>”;- Pressupostos para avaliação financeira de Joana e Emiliana (“<i>Assumptions for financial valuation Curva dos Ventos.pdf</i>” – sem data);-E-mail com estimativas de custos de segurança operacional das usinas eólicas, de 24/04/2010 (ENC_Seguros Eolico Brasil.pdf);-E-mail descrevendo a O&M, de 28/07/2011 (Fwd_RE_LatAm - Wind - Supuestos de OyM.pdf); |
| /29/ | site da UNFCCC: status da ratificação, disponível em http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php e autoridades nacionais disponível em http://cdm.unfccc.int/DNA/index.html último acesso: 04/04/2012. Disponível em inglês. |
| /30/ | Enel Green Power, link para o DCP disponível em português, http://www.enelgreenpower.com/es-ES/ela/power_plants/brazil/pdd/index.aspx ; acesso: 04/04/2012. Em português. |
| /31/ | Site do XE, The World’s Favorite Currency, na internet, para consulta à taxa de câmbio do dia 17/08/2011, disponível em http://www.xe.com/ , com base na data de início em 26/08/2010, último acesso: 04/04/2012. Em inglês. |
| /32/ | MME (Ministério das Minas e Energia): Resolução nº 197 de 01/04/2011 – detalhes do leilão de energia A-3. |
| /33/ | site do BNDES na internet: <ul style="list-style-type: none">* <i>custo financeiro, taxa de juros</i>http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Ferramentas_e_Normas/Custos_Financieros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP; |



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| | |
|------|---|
| | <p>* prazo, encargos básicos, prêmio de risco de crédito, taxa de juros <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html>. Acesso: 04/04/2012, em português.</p> |
| /34/ | Lei Federal 10.637 de 31/12/2002, em português, em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10637.htm ?, acesso: 04/04/2012 |
| /35/ | Site do FMI na internet: * previsão para o índice de inflação no período 2012-2016 http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2011/02/weodata/weorept.aspx?sy=2009&ey=2016&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=223&s=PCPIPCH&grp=0&a=&pr1.x=52&pr1.y=6 . Acesso: 04/04/2012, em português. |
| /36/ | <p>*Declaração das Modalidades de Comunicação Enel Brasil Participações Ltda, Enel Green Power Joana Eólica S.A. & Enel Green Power Emiliana Eólica S.A., 17/07/2012</p> <p>* Cópia da identidade do Sr. Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira</p> <p>* Cópia do passaporte do Sr. Giuseppe Deadati</p> <p>*Enel Brasil Participações Ltda, Enel Green Power Joana Eólica S.A. e Enel Green Power Emiliana Eólica S.A, declaração sobre o Projeto MDL “Parques Eólicos Curva dos Ventos” com objetivo de due diligence – Modalidades de comunicação, 24/08/2012, assinada pelo Sr. Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira.</p> <p>*Contrato Social da Enel Brasil Participações Ltda, Enel Green Power Joana Eólica S.A. & Enel Green Power Emiliana Eólica S.A., nomeando o Sr.. Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira como seu representante legal, com firmas reconhecidas.</p> <p>* Acordo intra-empresa</p> <p>* Solicitação de serviços de validação, assinada em 02/02/2012</p> |
| /37/ | Conselho Executivo do MDL: F-CDM-MOC, formulário (Declaração de Modalidades de Comunicação), versão 02.1, de 16/03/2012. |
| /38/ | E-mail de informações sobre o MDL para cehrat@mgminnova.com , referente à análise de práticas comuns, 12/07/2012 (CommonPractice_ResponseCDM.pdf). |
| /39/ | Conselho Executivo do MDL: Formulário do DCP versão 4.1 de 11/04/2012 |
| /40/ | Relatório da Garrad Hassan para os estudos de geração de energia dos parques eólicos Joana (nº 105358/ZR/02) e Emiliana (nº 105358/ZR/01), 15/03/2011 (as folhas da EPE enviadas para a ANEEL usam dados do relatório da GL Garrad Hassan). ENEL Green Power (Estudo do Entro de Excelência): avaliação da geração de energia, considerando as turbinas eólicas Siemens SWT-2.35-108, versão 4, 16/07/2011. Inova Serviços de Engenharia Ltda (INOVA ENERGY): relatório nº 2012.002A/EGP da geração de energia nos parques eólicos Joana e Emiliana “Generation_Study_Curva_Final_Configuration.pdf”, 30/05/2012 (estudo de terceiro, elaborado após a decisão de investimento). |
| /41/ | Siemens: carta BR035-SIE-EGP-C-006, de 15/06/2012, com Certificado de Tipo em anexo, com data de 04/11/2009, para o tipo de gerador eólico SWT 2.3-101, confirmando uma vida útil de 20 anos (BR035_SIE-EGP_C_006 - Garantia do Design e Manufatura da SWT 2.3 - 101 por 20 anos.pdf). |
| /42/ | Site da ANEEL na internet com as usinas energéticas ligadas à rede, início das operações, < http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2 > acesso: 18/07/2012. Em português. |
| /43/ | Site do MME na internet com as usinas do PROINFA, < http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf > acesso: 18/07/2012. Em português. |
| /44/ | CCEE: Regras de Comercialização, Módulo 2 - Determinação da Geração e Consumo de Energia, versão 2010 (sem data disponível). |
| /45/ | CCEE: Relatório de Análise Anual. Este estudo da CCEE indica as perdas para os geradores até o centro de gravidade. O valor mais baixo do estudo é obtido para fins de conservadorismo: 2,09%, versão 2010 (“Relatorio_anual_2010_REV1 CCEE perdas rede basica.pdf”). |



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| | |
|------|--|
| /46/ | Iberdrola: apresentação "Avaliação do negócio energia eólica", < www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/en/doc/5_Valoracion_del_negocio_eolico.pdf > apresentação de 05/04/2006, acesso: 18/07/2012. Em inglês. |
| /47/ | Centro Risoe da UNEP: relatório "Viabilidade econômico-financeira da energia eólica", < www.risoe.dk/rispubl/reports/ris-r-1608_150-159.pdf > acesso: 18/07/2012. Em inglês. |
| /48/ | COMERC – peças da proposta comercial para os custos do hedge de energia, 13/07/2011 (enviado à ENEL por e-mail). |
| /49/ | ENDESA - proposta para energia no mercado não-regulado (assinada para outros projetos da ENEL), 11/08/2011. |
| /50/ | Conselho Executivo do MDL: "Procedimento do Ciclo de Projeto MDL" (PCP) - versão 02.0, 02/03/2012 (EB66 - Anexo 64). |
| /51/ | Conselho Executivo do MDL: "Norma de Projetos MDL" (PS) - versão 01.0, 25/11/2011 (EB65 - Anexo 5). |
| /52/ | Enel Green Power: carta EBP-0126/12, de 13/07/2012, enviada para a ANEEL com a capacidade instalada revisada das fazendas eólicas. |
| /53/ | Contrato de uso da terra entre a Enel Green Power Desenvolvimento Ltda. E o Sr. Agnaldo Andrade Brito, com data de 15/01/2011 |

2.2 Ações de acompanhamento

Entre 27 e 28/03/2012, a RINA visitou a ENEL Brasil Participações Ltda. no Rio de Janeiro, para solucionar questões e problemas identificados durante a análise de documentos e realizar entrevistas com os atores relevantes no país anfitrião. A inspeção do local não foi realizada porque a implementação do projeto não teve seu início, como confirmado pelas licenças ambientais /6/ e entrevistas com o PP. O local da atividade de projeto foi confirmado por relatório técnico fornecido por uma empresa terceira (SAI) /27/, que inclui imagens de satélite do local do projeto. Considerando que o local do projeto não é de fácil acesso e é distante do escritório onde toda a documentação está disponível e a implementação do projeto ainda não começou, a RINA considera que as imagens de satélite /27/, licenças ambientais /6/, licenças de energia /7/ e a entrevista com o PP no escritório foram suficientes para confirmar a localização do local e o status da atividade de projeto.

O pessoal-chave entrevistado e os principais tópicos das entrevistas estão compilados na tabela abaixo.

| | Data | Nome e função | Organização | Tópico |
|-----|---------------|---|--------------------------------|--|
| /a/ | 27/03/2012 | Enrique de Las Morenas- Presidente | ENEL Brasil Participações Ltda | Esclarecimentos sobre estabelecimento de linha de base, plano de monitoramento e cálculos das reduções de emissões |
| /b/ | 27/03/2012 | Paolo Romanacci- Desenvolvimento de Negócios | ENEL Brasil Participações Ltda | Recursos, necessidades de treinamento e procedimentos de operação e manutenção |
| /c/ | 27/03/2012 | Darlan Marques- Gerente de projetos | ENEL Brasil Participações Ltda | Plano de monitoramento / Registros (backups) |
| /d/ | 27-28/03/2012 | Thays Marchesano- Desenvolvimento de Negócios | ENEL Brasil Participações Ltda | Programa de manutenção (calibração) |
| /e/ | 27/03/2012 | Orlando Lopez- Departamento financeiro – Brasil | ENEL Brasil Participações Ltda | Limites do projeto |
| /f/ | 27/03/2012 | Marcio Trannin- Regulação | ENEL Brasil Participações Ltda | Emissões de linha de base e projeto |
| /g/ | 27-28/03/2012 | Mauricio Gonzalez- consultor | MGM Innova | Adicionalidade |
| /h/ | 27-28/03/2012 | Sandra Apolinário- consultora | MGM Innova | Cálculos de reduções de emissões |
| | | | | Licenças ambientais |



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| | | | | |
|--|--|--|--|--|
| | | | | Atores locais (convites, confirmações) |
|--|--|--|--|--|

2.3 Resolução de questões pendentes

O objetivo desta fase da validação é solucionar todas as questões pendentes que necessitavam esclarecimento para fins de conclusão favorável da RINA quanto à concepção do projeto.

Para assegurar transparência, um protocolo de validação foi desenvolvido especialmente para o projeto. O protocolo mostra, de uma forma transparente, os requerimentos, os meios de validação e os resultados da validação dos critérios identificados. O protocolo de validação consiste de quatro tabelas; as diferentes colunas dessas tabelas estão descritas na figura abaixo (ver Figura 1). O protocolo de validação completo está incluído no Anexo A do presente relatório.

Uma solicitação de ação corretiva (CAR) é levantada caso ocorra o seguinte:

- Os participantes do projeto cometeram erros que influenciarão a capacidade da atividade de projeto de obter reduções de emissões reais, adicionais e mensuráveis;
- Os requisitos do MDL não foram atendidos;
- Existe o risco de que as reduções de emissões não possam ser monitoradas ou calculadas.

Uma solicitação de esclarecimento (CL) é levantada caso as informações não sejam suficientes ou não sejam claras o bastante para determinar se os requisitos aplicáveis do MDL foram atendidos.

Uma solicitação de ação antecipada (FAR) é levantada durante a validação para destacar problemas relacionados à implementação do projeto que exijam análise durante a primeira verificação da atividade de projeto. As FARs não terão relação com os requisitos de registro do MDL. As CARs, CLs e FARs identificadas estão incluídas no protocolo de validação no Anexo A do presente relatório.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Figura 1 Tabelas do protocolo de validação

| Protocolo de validação, Tabela 1 - Requisito obrigatório | | |
|--|---|--|
| Requisito | Referência | Conclusão |
| Os requisitos que o projeto deve atender. | Faz referência aos documentos nos quais houver resposta aos requisitos. | Aceitável com base em evidências fornecidas (OK), ou Solicitação de Ação Corretiva (CAR) se um requisito não for atendido. Uma solicitação de esclarecimento (CL) é usada quando a equipe de validação identifica uma necessidade de esclarecimento posterior. |

| Protocolo de validação, Tabela 2 - Lista de verificação de requisitos | | | | | |
|---|---|---|--|--|---|
| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
| Os diversos requisitos da Tabela 1 estão vinculados às questões da lista de verificação às quais o projeto deve atender. A lista de verificação está organizada em sete seções distintas. | Faz referência a aos documentos nos quais a resposta à questão ou ao item da lista de verificação o é encontrada. | Explica como a conformidade com a questão da lista de verificação é investigada. Exemplos incluem análise de documento (DR), entrevista ou qualquer ação de acompanhamento (I), verificação cruzada (CC) com as informações disponíveis relacionadas a projetos, (N/A) significa não aplicável. | A discussão de como a conclusão é obtida e a conclusão sobre a conformidade com a questão da lista de verificação até o momento. | OK é utilizado se as informações e as evidências fornecidas são adequadas na demonstração de conformidade com os requisitos do MDL. Para CAR, CL e FAR, consultar as definições acima. | OK é utilizado se as informações e as evidências fornecidas são adequadas na demonstração de conformidade com os requisitos do MDL. |

| Protocolo de validação, Tabela 3 - Resolução das Solicitações de Ações Corretivas e Esclarecimentos | | | |
|---|--|--|---|
| Solicitações de ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento | Referência na Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
| A CAR e/ou CLs levantadas na tabela 2 são repetidas aqui. | Faz referência ao número da questão da lista de verificação na Tabela 2 na qual a CAR ou CL é explicada. | As respostas fornecidas pelos participantes do projeto para atender as CARs e/ou as CLs. | A avaliação e conclusão final, pela equipe de validação, das CARs e/ou das CLs. |



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| Protocolo de validação, Tabela 4 - Solicitações de Ações Antecipadas | | |
|--|---|---|
| Solicitação de ação antecipada | Referência na Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto Conclusão da validação |
| A FAR levantada na tabela 2 é repetida aqui. | Faz referência ao número da questão da lista de verificação na Tabela 2 onde a FAR é explicada. | Resposta dos participantes do projeto sobre como a solicitação de ação antecipada será tratada antes da primeira verificação. |

2.4 Controle de qualidade interno

Todas as revisões do relatório de validação antes do envio ao cliente foram sujeitas a uma revisão técnica interna independente, com o objetivo de confirmar que todas as atividades de validação foram concluídas de acordo com as instruções pertinentes da RINA.

A revisão técnica foi realizada por revisor(es) técnico(s) qualificado(s) em conformidade com o plano de qualificação da RIMA para validação e verificação sob o MDL.

2.5 Equipe de validação e revisor(es) técnico(s)

A equipe de validação e o grupo de revisores técnicos são compostos pelos seguintes membros:

| Função/Qualificação | Sobrenome | Nome | País |
|---|------------------|---------|--------|
| Líder de equipe MDL/ Especialista técnico | San Valero | Vicente | Brasil |
| Validador/Especialista técnico MDL | De Lima Carvalho | Thaís | Brasil |
| Especialista financeiro | Raghavan | Nisha | Índia |
| Revisora técnica | Valoroso | Rita | Itália |
| Revisor técnico em treinamento – Especialista técnico | Tong | Wing Yu | Itália |
| Revisor técnico em treinamento | Alfieri | Felice | Itália |

3 RESULTADOS DA VALIDAÇÃO

Os resultados da validação dizem respeito à concepção do projeto como documentado e descrito no DCP versão 04 de 21/11/2012 e versões anteriores /1/, e serão discutidos em detalhes nas seções a seguir.

Os requisitos de validação, meios de validação, requisitos de relatórios e os resultados da validação dos critérios identificados estão documentados em detalhes no Protocolo de validação, no Anexo A.

3.1 Aprovação e participação

O projeto é unilateral, de modo que o País anfitrião, Brasil, é a única Parte envolvida na atividade de projeto proposta.

O Brasil cumpre com os requisitos para participação no MDL, tendo ratificado o Protocolo de Quioto em 23/08/2002 e estabelecido como AND o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), de acordo com o site da UNFCCC na internet /29/.

Os participantes do projeto são a Enel Brasil Participações Ltda, a Enel Green Power Joana Eólica S.A. e a Enel Green Power Emiliana Eólica S.A., do Brasil; todos os participantes são entidades privadas (como confirmado em visita aos escritórios nos locais). Os participantes do projeto estão corretamente relacionados na tabela A.3 do DCP e as informações são consistentes com os detalhes de contato fornecidos no Anexo 1 do DCP /1/.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

O projeto proposto não envolve nenhum tipo de financiamento público de parte Anexo I, e a validação não revelou quaisquer informações que indicassem que o projeto pudesse ser considerado um desvio dos fundos de assistência oficial ao desenvolvimento (AOD) para o país anfitrião /28/.

Antes do envio do Documento de Concepção de Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o Projeto terá de obter a aprovação por escrito de participação voluntária pela AND do Brasil, o que inclui a confirmação de que o Projeto auxilia o país no alcance do desenvolvimento sustentável.

A tabela abaixo será preenchida após o recebimento da LoA do Brasil.

| | | |
|--|--|----|
| Participantes do projeto | Enel Brazil Participações Ltda, Enel Green Power Joana Eólica S.A. e Enel Green Power Emiliana Eólica S.A. | -- |
| Partes envolvidas | Brasil | -- |
| APROVAÇÃO | | |
| LoA recebida | -- | -- |
| Data da LoA | -- | -- |
| LoA recebida de | -- | -- |
| Validação da autenticidade | -- | -- |
| Validade da LoA | -- | -- |
| PARTICIPAÇÃO | | |
| A parte é participante do Protocolo de Quioto | Sim | -- |
| Participação voluntária | -- | -- |
| Contribuição do projeto com o desenvolvimento sustentável | -- | -- |

3.2 Modalidades de comunicação

O documento MoC com data de 17/07/2012 /36/ foi fornecido pelo PP com quem a RINA possui relação contratual confirmada pela solicitação de serviços assinada em 02/02/2012 /36/. A identidade jurídica de todos os PPs e os pontos focais incluídos na declaração do MoC, bem como as identidades pessoais, assinaturas e assinaturas autorizadas relacionadas, além dos status empregatícios, sofreram verificação cruzada por meio de comunicação por escrito e cópias das identidades e passaportes /36/.

A RINA confirmou que a declaração das MoC fornecida pelo(s) PP(s) /36/ se baseia no formulário atualmente vigente da "Declaração de Modalidades de Comunicação" (F-CDM-MOC) /37/; as informações requeridas no formulário, inclusive seu Anexo 1, estão preenchidas corretamente, e os signatários autorizados do(s) PP(s) que firmaram as MoC correspondem aos signatários autorizados do(s) PP(s) incluídos no Anexo 1.

Concluindo, a RINA confirma que a declaração das MoC fornecida pelo(s) PP(s) está de acordo com os requerimentos previstos nos parágrafos 53 a 55 e é consonante com os requisitos do parágrafo 60 do CDM-VVS /5/.

3.3 Documento de concepção de projeto

O DCP versão 04 de 21/11/2012 e versões anteriores /1/ da atividade do projeto "Parques Eólicos Curva dos Ventos", no Brasil, enviado pela ENEL Brasil Participações Ltda., serviu de base para o processo de validação.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

A RINA confirmou que o DCP acima se baseia no modelo de DCP atualmente vigente /39/ e está preenchido de acordo com o documento de diretrizes aplicáveis “Diretrizes de preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto”, versão 01.0, de 02/03/2012 /11/.

As principais alterações desde o DCP versão 01 de 16/01/2012 publicado para GSC e o DCP versão 04 de 21/11/2012 submetido a registro, são as seguintes:

| Seção do DCP | Descrição e motivo da alteração das informações na referida seção |
|---------------------|---|
| Formulário do DCP | DCP revisado conforme o padrão do VVS |
| A.1; A.2.3 | Revisão do local da atividade de projeto: exclusão do município de Caetité |
| A.2.4 | Revisão das coordenadas geográficas |
| A.3 | Explicação do fator de carga da usina e descrição da tecnologia – revisão da geração |
| A.4 | Inclusão dos PPs como entidades privadas |
| B.1 | Atualizações das versões da metodologia e das ferramentas |
| B.5 | Inclusão do cronograma da atividade de projeto e informações adicionais sobre a data de início Revisão da análise de investimentos Revisão da análise de sensibilidade e inclusão do ponto de equilíbrio Revisão da análise de prática comum |
| B.6.3; B.6.4, B.7.1 | Revisão da estimativa de RCEs ex-ante, devido à revisão do valor do fator de emissão (para baixo) e da estimativa de geração de energia (para cima) |

3.4 Concepção do projeto

Objetivo e descrição geral da atividade de projeto

O objetivo da atividade de projeto é gerar eletricidade por meio dos recursos eólicos. A atividade de projeto é uma nova usina de energia eólica e consiste na instalação de dois parques eólicos no estado da Bahia, no Brasil: Joana e Emiliana. Cada fazenda eólica terá uma capacidade instalada de 28,2 MW (12 turbinas de 2,3 MW cada uma), com capacidade total de 56,4 MW. A eletricidade gerada pelo projeto será fornecida ao Sistema Interligado Nacional (SIN). A estimativa de geração de energia é equivalente a 258.522 MWh/ano, segundo estudo de uma terceira entidade, INOVA ENERGY (Joana: 125.100 MWh/ano; Emiliana: 133.422 MWh/ano) /40/. O cenário da linha de base é igual ao cenário existente antes da implementação da atividade de projeto.

Local do projeto

O projeto está localizado no município de Igaporã, no estado da Bahia, Brasil, o que foi confirmado no relatório técnico fornecido por uma terceira empresa (SAI) /27/, que exibe imagens de satélite detalhadas do local do projeto. O local do projeto não é de fácil acesso e a implementação não teve seu início. A RINA considera que as imagens de satélite /27/, licenças ambientais /6/, licenças de energia /7/ e a entrevista com o PP no escritório foram suficientes para confirmar a localização do local e o status da atividade de projeto.

As coordenadas geográficas apresentadas no DCP foram confirmadas nas folhas de dados submetidas à EPE para o leilão de energia /8/ /9/.

| Fazenda eólica | UTM: N(m), E(m) (Zona 24, Hemisfério S) | Geográficas (graus, decimal) |
|----------------|--|---------------------------------|
| Joana | 8460002, 757115 /8/ | -13,9185, -42,6205 |
| Emiliana | 8458854, 755165 /9/ | -13,9290, -42,6384 |



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Cenário existente antes da implementação da atividade de projeto

Os parques eólicos são usinas de energia eólica do tipo Greenfield (novas instalações), o que é confirmado através das licenças ambientais /6/, licenças de energia /7/ e entrevistas com o PP no escritório. Antes da implementação da atividade de projeto, não haviam usinas energéticas instaladas no local. A energia a ser gerada pelo projeto é, atualmente, despachada por outras usinas conectadas à rede nacional, o que inclui usinas movidas a combustíveis fósseis.

Tecnologia(s) empregada(s)

Um conjunto de turbinas eólicas horizontais será utilizado para gerar eletricidade a partir da energia cinética dos ventos. Cada projeto incluirá 12 turbinas eólicas Siemens SWT-2.35-108, com capacidade unitária estimada de 2,35 MW, resultando em 24 turbinas eólicas com uma capacidade total de 56,4 MW para todo o projeto de MDL. Existe transferência de tecnologia de país Anexo I, dado que esta será fornecida pela Siemens, empresa multinacional sediada em Munique, na Alemanha. Além disso, a Enel Brasil Participações Ltda recebe suporte de outras empresas afiliadas ao grupo (por exemplo, a sede da Enel S.p.A. na Itália ou a Enel Green Power da Espanha).

Os equipamentos contratados não estavam disponíveis à época da visita ao local. Os documentos que mostram a configuração final da atividade de projeto são o estudo energético revisado considerando as capacidades instaladas de 28,2 /40/ em cada parque eólico e a carta enviada para a ANEEL com a capacidade instalada atualizada /52/.

FAR 1 foi levantada: À época da validação, as licenças ambientais da atividade de projeto (licença prévia) não correspondiam à descrição do projeto (capacidade instalada) no DCP. No momento da verificação, deve ser confirmado se as licenças aplicáveis foram revisadas considerando o cenário real da atividade de projeto.

Implementação do projeto

A data de início da atividade do projeto, isto é, o momento em que a ação teve seu real início, é a data do 12º Leilão de Energia Nova, em 17/08/2011, quando o projeto foi aprovado para assinar um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) /26/. A RINA verificou que a data de início de 17/08/2011 é a data mais anterior na qual começa a implementação, construção ou ação real de uma atividade de projeto MDL, em concordância com a definição declarada no Glossário de termos do MDL /16/. Na época da visita ao local, a implementação/construção do Projeto não havia começado e o PP tinha apenas uma licença do local /6/.

Período de obtenção de créditos e Reduções de emissões estimadas

A vida útil operacional prevista da atividade de projeto é de 20 anos, o que foi verificado através da especificação técnica da turbina eólica SIEMENS /41/, a qual regulamenta em 20 anos a vida útil do projeto da turbina e do gerador. Foi selecionado um período de obtenção de créditos renovável de 7 anos (passível de renovação por duas vezes), com início em 01/01/2014. A duração do período de obtenção de créditos está claramente definido e é considerado razoável para esta atividade de projeto. O total de reduções de emissões de GEE das “Parques Eólicos Curva dos Ventos” está estimado em 713.090 tCO₂e durante o primeiro período renovável de 7 anos de obtenção de créditos, resultando em reduções de emissões médias anuais de 101.870 tCO₂e / ano.

Contribuição para o desenvolvimento sustentável

O DCP descreve que o projeto contribuirá com o desenvolvimento sustentável da região da seguinte forma:

- O projeto reduzirá as emissões de óxidos de enxofre (SO_x), óxidos de nitrogênio (NO_x), monóxido de carbono e material particulado, entre outros poluentes, e também de dióxido de carbono associado à queima de combustíveis fósseis.
- O projeto diminuirá a utilização de água associada à geração de eletricidade por usinas que utilizam ciclo a vapor.
- O projeto reduzirá a dependência por combustíveis fósseis, uma fonte não-renovável e de oferta limitada.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Durante a construção, o projeto empregará cerca de 200 trabalhadores, dando-se prioridade aos moradores locais no preenchimento das vagas, até onde possível.
- Durante a operação, o projeto criará aproximadamente 15 cargos de período integral nas áreas de operação e manutenção.
- O projeto constituirá uma fonte de renda adicional para os proprietários das terras sobre as quais as turbinas eólicas serão instaladas, e uma fonte significativa de arrecadação tributária para os municípios locais, dando assim suporte à economia rural.

Antes do envio do Documento de Concepção de Projeto e do Relatório de Validação para o Conselho Executivo do MDL, o Projeto terá de receber a aprovação, por escrito, de participação voluntária por parte da AND do Brasil, o que inclui a confirmação de que o Projeto auxilia o país no alcance do desenvolvimento sustentável.

O número de vagas de emprego se baseia na experiência da Enel; a renda adicional dos proprietários de terras foi demonstrada pelo exemplo dos contratos /53/ e considerada nas planilhas financeiras.

A RINA pôde verificar todos os documentos comprobatórios listados acima durante o processo de validação e pode confirmar que os dados e as considerações são completos e precisos. Além disso, a RINA confirma que a descrição da atividade de projeto MDL proposto conforme contido no DCP abrange de maneira suficiente todos os elementos relevantes, é precisa e completa, e oferece ao leitor um entendimento claro da natureza da atividade de projeto MDL proposta.

3.5 Aplicação da metodologia selecionada de linha de base e de monitoramento

O projeto aplica corretamente a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis", versão 13.0.0 de 11/05/2012 /12/

A atividade de projeto proposta atende aos critérios definidos na metodologia da linha de base, como descrito a seguir:

Esta metodologia se aplica a atividades de projetos de geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis que (a) instalem uma nova usina em um local onde nenhuma usina de fonte renovável tenha sido operada antes da implementação da atividade do projeto (usina tipo "greenfield"); (b) envolvam aumento de capacidade; (c) envolvam modernização (retrofit) de uma ou mais usinas já existentes; ou (d) envolvam substituição de usina(s) já existente(s).

As licenças aplicáveis (ambiental /6/ e da ANEEL /7/) e a inspeção no local confirmaram que a atividade de projeto corresponde a uma nova usina (dois parques eólicos) em um local onde nenhuma usina de fonte renovável tenha sido operada antes da implementação da atividade do projeto (usina tipo "greenfield").

A metodologia deve ser aplicada de acordo com as seguintes condições:

- A atividade do projeto é a instalação, acréscimo de capacidade, modernização ou substituição de uma usina/unidade de um dos seguintes tipos: unidade/usina hidrelétrica (com reservatório a fio de água ou de acumulação), usina/unidade eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade solar, ou usina/unidade de marés e ondas;
- Em caso de acréscimos de capacidade, modernização ou substituições (exceto para projetos de acréscimo de capacidade pelos quais a geração de eletricidade da(s) usina(s) existente(s) não é afetada): a usina existente iniciou suas operações comerciais anteriormente ao início de um período histórico de referência de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção emissões da linha de base, e nenhuma expansão de capacidade ou modernização da usina foi realizada entre o início deste período histórico de referência e a implementação da atividade do projeto;

Pelas licenças aplicáveis (ambiental /6/ e ANEEL /7/) e entrevistas, confirmou-se que a atividade de projeto consiste na instalação de duas usinas de energia eólica. Além disso, o relatório técnico confirmou o local da atividade de projeto através das imagens de satélites fornecidas por uma terceira empresa (SAI) /26/.

A atividade de projeto proposta é um projeto de energia eólica; de modo que não se discutem os critérios aplicáveis a usinas hidrelétricas.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

A metodologia não se aplica a:

- Atividades de projetos que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis no local da atividade do projeto, dado que neste caso a linha de base viria a ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;

A atividade do projeto proposto não envolve a substituição de combustíveis fósseis por energia renovável, pois corresponde a um projeto tipo Greenfield /6/.

- Usinas geradoras a partir de biomassa;

A atividade do projeto proposto não envolve usinas geradoras a partir de biomassa, mas sim duas usinas eólicas.

- Usinas hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes, onde a densidade energética da usina é inferior a 4 W/m².

A atividade de projeto não é uma usina hidrelétrica.

- Em caso de modernização, substituição ou acréscimos de capacidade, esta metodologia é aplicável somente se o cenário de linha de base mais plausível como resultado da identificação do cenário da linha de base, for a “continuação da situação atual, isto é, utilizar o equipamento de geração de energia que já estava em uso antes da implementação da atividade do projeto e realizar a manutenção normal.”

As usinas eólicas são do tipo Greenfield /6/.

A atividade de projeto aplica a seguinte ferramenta da metodologia:

- “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, versão 02.2.1, de 29/09/2011 /14/.

Esta ferramenta é utilizada para calcular o fator de emissão da rede. Conforme descrito na ferramenta, ela pode ser usada para estimar OM, BM e/ou CM no cálculo das emissões de linha de base para uma atividade de projeto que substitua a eletricidade da rede, isto é, onde uma atividade de projeto fornece eletricidade para uma rede, ou uma atividade de projeto resulta em economia de eletricidade que teria sido fornecida pela rede (por exemplo, projetos de eficiência energética no lado da demanda).

As licenças ambiental e de energia /6/ /7/ confirmam que a atividade de projeto fornecerá eletricidade para o Sistema Interligado Nacional (SIN), o que confirma a aplicabilidade da ferramenta. Os valores usados na atividade de projeto são fornecidos pela AND do Brasil /15/.

- Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 06.0.0, de 25/11/2011/13/, aplicada para avaliar a adicionalidade da atividade de projeto.

Por esse instrumento, a RINA confirma que a metodologia da linha de base e de monitoramento selecionada foi previamente aprovada pelo Conselho Executivo do MDL e se aplica ao Projeto, que atende a todas as condições de aplicabilidade nela incluídas, e que a versão selecionada é válida no momento do envio da atividade de projeto proposta para registro. Também se confirmou que a metodologia é corretamente aplicada ao compará-la com o próprio texto da versão da metodologia atualmente em vigor.

3.6 Limite do projeto

Segundo a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012 /12/, o limite do projeto proposto (extensão espacial) abrange os locais físico-geográficos das fontes geradoras de energia renovável (parques eólicos Joana e Emiliania) e todas as usinas ligadas fisicamente à Rede Interligada Brasileira. As fontes de emissões incluídas no limite do projeto são apresentadas na tabela abaixo:

| | GEEs envolvidos | Descrição |
|---------------------------|-----------------|--|
| Emissões da linha de base | CO ₂ | Emissões de CO ₂ pela geração de eletricidade por usinas a combustível fóssil que são deslocadas pela atividade |



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| | | |
|----------------------------|-----|--|
| Emissões do projeto | N/A | de projeto. Fazendas eólicas não possuem nenhuma emissão associada à operação. Segundo a ACM0002 versão 13.0.0, nenhuma emissão de projeto deve ser incluída para usinas de energia eólica. |
| Fugas | N/A | Segundo a ACM0002 versão 13.0.0, as fugas não devem ser consideradas para a atividade de projeto. As principais emissões com potencial de gerar fugas no contexto de projetos no setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades tais como a construção da usina e as emissões a montante e a jusante pelo uso de combustível fóssil (ex.: extração, processamento, transporte). Tais fontes de emissões são desconsideradas. |

As fontes de emissões que não são tratadas pela metodologia aplicada e das quais se prevê contribuir com mais de 1% das reduções de emissões médias totais anuais previstas não foram identificadas.

Pela verificação das informações e evidências disponíveis (/6/, /7/ e /8/) e pelas entrevistas, a RINA pode confirmar que todas as fontes de emissões e gases foram incluídos no limite do projeto e que a descrição do DCP é precisa e completa, e também que as fontes e gases selecionadas são justificadas para a atividade de projeto proposta.

3.7 Identificação da linha de base

Segundo a metodologia de linha de base aprovada ACM0002 /12/, se a atividade de projeto consiste na instalação de uma nova usina/unidade eólica conectada à rede, o cenário da linha de base é o seguinte:

Eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto que, de outra forma, teria sido gerada pela operação de usinas energéticas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" (versão 2.2.1).

Os dados do fator de emissão usados na atividade de projeto são baseados nos dados fornecidos pela AND do Brasil /15/, utilizando os dados mais recentes disponíveis na época da publicação do DCP desde 2010. A margem de construção foi definida ex-ante e a margem de operação será monitorada ex-post.

A RINA pôde verificar as evidências documentais relacionadas acima durante o processo de validação e pode confirmar que a metodologia de linha de base aprovada ACM0002, "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis", versão 13.0.0 de 11/05/2012 /13/, foi aplicada corretamente e que o cenário de linha de base confirmado representa de maneira razoável o que ocorreria na ausência da atividade de projeto MDL.

3.8 Adicionalidade

Segundo a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis", versão 13.0.0 de 11/05/2012 /12/, a adicionalidade do projeto foi estabelecida aplicando-se a Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 06.0.0, de 25/11/2011 /13/

A opinião da RINA acima para a adicionalidade do projeto proposto será explicada mais explicitamente nos passos a seguir.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

3.9 Consideração prévia do mecanismo de desenvolvimento limpo

Data de início do projeto

A data de início da atividade do projeto, isto é, o momento em que a ação teve seu real início, é a data do 12º Leilão de Energia Nova, 17/08/2011, quando o projeto foi aprovado para assinar um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) /26/.

As empresas que apresentam projetos no leilão de energia e recebem a aprovação de um PPA comprometem-se a implementar o projeto e não podem cancelá-lo sem que haja um impacto significativo. Nesse sentido, a participação no leilão de energia e no PPA não representa apenas uma oportunidade de negócio, mas primeiramente um compromisso firme com a implementação do projeto, o que é dado nos termos do leilão. O Artigo 17 dos termos do leilão descreve as penalidades que podem ser aplicadas caso o PP não implemente o projeto de acordo com os requisitos, sendo as duas principais:

1. Multa de 0,001% a 10% dos custos do investimento nas folhas de dados apresentadas à EPE. A faixa menor se aplica a desvios menores da implementação do projeto (por exemplo, desvio insignificante do cronograma proposto), ao passo que o cancelamento do projeto proposto acarretaria multa de 10% sobre o investimento!
2. Suspensão temporária do direito da empresa de contratar e participar das licitações da ANEEL por até dois anos (ou seja, o PP ficaria excluído de participação no caso do cancelamento de um projeto), o que implicaria em um forte impacto contra qualquer empresa ativa no mercado.

Os termos e penalidades do leilão podem ser considerados um compromisso sólido dos PPs com a implementação do projeto e com os gastos a ele associados; sendo assim a data de início está em conformidade com o Glossário de termos do MDL, versão 06 /16/.

Consideração prévia do MDL

Avaliou-se que o MDL foi considerado seriamente na decisão de prosseguir com a atividade de projeto proposta pelas seguintes atividades em concordância com a “*Orientação sobre a demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL*” /17/. A data de início da atividade de projeto proposta é posterior a 02/08/2012 (17/08/2012 /26/) e o DCP foi publicado para a consulta global aos atores em 18/02/2012; assim, o PP deve informar à AND e à secretaria da UNFCCC, por escrito, o início da atividade de projeto e sua intenção de buscar status de MDL. Nesse sentido, o PP submeteu as notificações para consideração prévia do MDL, que foram recebidas pela AND do Brasil e pela secretaria da UNFCCC em 20/12/2011 /22/. Ambas as notificações foram feitas no período de seis meses a partir do início da atividade de projeto (17/08/2011).

Dessa forma, fica claramente demonstrada a consciência do MDL e a importância da receita do MDL no desenvolvimento da atividade de projeto. Em conclusão, em concordância com os requisitos da Orientação sobre a demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL /17/ e da VVS /05/, a RINA confirma que o incentivo do MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto.

3.10 Identificação de alternativas

Segundo a metodologia de linha de base aprovada ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012 /12/, o cenário da linha de base é *A eletricidade entregue à rede pela atividade do projeto teria sido gerada de outra forma pela operação de usinas conectadas à rede e pelo acréscimo 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”* e, portanto, nenhuma análise adicional é requerida, de acordo com o parágrafo 115 da CDM-VVS /5/. O proponente do projeto justificou a seleção do cenário da linha de base em consonância com a metodologia aplicada, e tal justificativa é considerada razoável.

3.11 Análise de investimentos

Escolha da abordagem



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Para demonstrar a adicionalidade o PP selecionou a análise de investimentos. A análise de custos simples e a análise de comparação de investimentos não são aplicáveis para a atividade de projeto dado que o projeto proposto gera benefícios econômicos além da renda do MDL, isto é, a venda de eletricidade, e o cenário da linha de base é a continuação da atual situação (a eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto que, de outra forma, teria sido gerada pela operação de usinas energéticas ligadas à rede e pela adição de novas fontes geradoras), que não envolve nenhum investimento. Portanto, foi aplicada a análise de benchmark.

Seleção do benchmark

O desenvolvedor do projeto escolheu aplicar a análise de benchmark e identificou a TIR sobre o capital como o indicador financeiro mais adequado. A ferramenta de adicionalidade /14/ recomenda um indicador econômico-financeiro como a TIR para demonstrar a adicionalidade através da análise de benchmark. A RINA considera a análise de benchmark e a TIR sobre o capital indicadores adequados, dado que: (i) o projeto gera receita pela venda de eletricidade, (ii) a alternativa à atividade de projeto é o fornecimento de eletricidade da rede e (iii) a TIR sobre o capital é o indicador financeiro mais comumente utilizado para identificar se, do ponto de vista financeiro, um projeto é atrativo ou não.

Como benchmark, foi empregada uma TIR sobre o capital de 16,32% (pós-taxas). Em termos reais e em concordância com a Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos /18/, considera-se, como valor padrão para o retorno esperado sobre o capital em projetos energéticos no Brasil, um valor padrão de 11,75%. Dado que a análise de investimentos /3/ é realizada em termos nominais, os termos reais fornecidos foram convertidos em termos nominais adicionando-se um índice de inflação de 4,57%, baseado nas previsões de 2011 para o período 2012-2016 de acordo com os dados publicados pelo World Economic Outlook do Fundo Monetário Internacional /35/.

A RINA verificou o benchmark acima e confirma que este é amplamente usado nas indústrias energéticas, inclusive na geração de energia renovável, o índice de inflação é fornecido por uma autoridade internacional reconhecida, é pós-taxas e pode ser aplicado à atividade de projeto e ao cálculo da TIR informado sobre a TIR sobre o capital pós-taxas /3/; portanto, a RINA confirma que o benchmark é apropriado para a atividade de projeto.

Parâmetros de entrada

A RINA validou os parâmetros de entrada usados na análise de investimentos e os passos a seguir foram executados na avaliação da análise:

Avaliação das fontes usadas nos parâmetros de entrada: todos os parâmetros de entrada utilizados na análise de investimentos são obtidos de fontes terceiras e disponibilizados ao público, conforme descrito na tabela abaixo e, assim, podem ser considerados como informações fornecidas por uma fonte independente e reconhecida.

Confirmação dos valores no DCP e na análise de investimentos com as fontes terceiras disponíveis ao público descritas na tabela abaixo: a RINA comparou os parâmetros de entrada da análise financeira incluídos no DCP /1/ e na planilha da TIR /3/ com os parâmetros declarados nos documentos mencionados posteriormente, e pode confirmar que os valores aplicados são consistentes com os valores declarados nesses documentos.

Avaliação do período entre o momento da tomada da decisão do investimento e a data de início da atividade de projeto proposta: a data de início da atividade de projeto é 17/08/2011, quando o projeto recebeu aprovação do Leilão de Energia Nova (17/08/2011), e todos os dados usados na análise de investimentos estavam disponíveis naquela época.

Verificação cruzada dos parâmetros de entrada usados na análise de investimentos: os parâmetros de entrada utilizados na análise financeira passaram por verificação cruzada e todas as fontes de dados usadas para essa verificação foram examinadas durante o processo de validação. Como segue:

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| Valor de entrada | Avaliação |
|---|---|
| Parâmetros básicos | |
| Data de início | A data de início da atividade de projeto proposta is 17/08/2011, com a emissão da aprovação de um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (Leilão) /26/. 17/08/2011 é a data do 12º Leilão de Energia Nova. |
| Data de início das operações prevista | De acordo com o leilão de energia /26/, a data de início das operações está prevista para 01/01/2014. |
| Período de investimento durante a vida útil operacional | A análise de investimentos foi realizada para um período de 20 anos com base na vida útil operacional do projeto proposto, o que foi submetido a verificação cruzada com as especificações técnicas da turbina eólica SIEMENS /41/, segundo as quais a vida útil do projeto da turbina e do gerador eólico é de 20 anos. |
| Geração de eletricidade | |
| Capacidade Geração líquida de eletricidade | A capacidade da atividade de projeto proposta, considerando as três usinas eólicas, é de 56,4 MW e a geração líquida total de eletricidade é de 258.522 MWh/ano, segundo determinado por uma terceira entidade através dos dados de medição eólica no local de 01/05/2009 a 30/04/2012 /40/ e com base no layout final da usina prevista no projeto. O primeiro relatório de geração de energia, emitido em 15/03/2011 /40/, apresentou um layout de projeto com capacidade de 28,5 MW em cada fazenda eólica, com turbinas modelo GE1.6xle; os dados disponíveis nesse relatório foram usados pelo PP para solicitar a aprovação da assinatura de um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) /8/,/9/. Segundo a experiência do PP em geração de energia eólica, o layout da usina foi revisado considerando turbinas eólicas modelo Siemens SWT-2.35-108 (2,35 MW), com capacidade final de 28,2 MW para cada parque eólico /40/. O Fator de Carga da Usina (PLF) da atividade de projeto foi calculado em 52,3% como média para cada parque eólico. Os dados de entrada para determinação do PLF foram obtidos de um relatório da Inova Energy /40/ baseado no layout final e, assim, são considerados valores conservadores. A RINA confirma que o PLF foi determinado por um terceiro e, dessa forma, atende aos requisitos das Diretrizes para elaboração de relatório e validação de fatores de carga da usina /21/. |
| Perdas | Assumem-se perdas de transmissão de 2,09% dos geradores até o centro de gravidade, segundo o valor mais baixo e conservador fixado pelo Relatório de Análise Anual da CCEE /45/. |
| Taxa de câmbio | |
| Taxa de câmbio R\$/US\$ | A taxa de câmbio é 1,585 (BRL/USD), baseada na data de início e em verificação cruzada através do site XE Currency na internet /31/. |
| Receita | |
| Tarifa de eletricidade | A tarifa de eletricidade regulada é de 62,15 USD/MWh (98,51 BRL/MWh – convertidos para USD com base na taxa de câmbio na data de início descrita acima), com base no leilão aprovado em 17/08/2011 (data de início da atividade de projeto proposta) /26/. A |



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| | |
|---|---|
| | <p>tarifa aplicada é a mais alta prevista para cada parque eólico: Joana, 98,51 BRL/MWh; e Emiliana, 98,50 BRL/MWh. Os preços da energia estão publicados no site da CCEE na internet /26/.</p> <p>A tarifa de 86,31 USD/MWh para um PPA no mercado não-regulado foi estimada com base em uma proposta da ENDESA para venda de energia nos termos de um PPA no mercado não-regulado, calculada como proporção entre a média da garantia física ou energia assegurada e o montante de energia atribuído no PPA /3/.</p> <p>Os valores das tarifas médias anuais para o mercado SPOT não-regulado (projeção para os anos 2014-2033) foram fornecidos pela agência governamental CEPEL (Centro de Pesquisas Elétricas de Energia Elétrica) /3/.</p> <p>A quantidade de energia a ser vendida no mercado regulado foi definida no leilão (média de 5,9 MW para Emiliana e de 4,5 MW para Joana) /26/. A venda de eletricidade a ser efetuada pelo PPA no mercado não-regulado (MWh) de 2014 a 2017 é baseada na proposta da Endesa /3/ e a geração de energia restante será vendida no mercado spot /3/.</p> <p>A RINA confirma que a tarifa aplicada na análise de investimentos é adequada, válida e passível de aplicação no momento da tomada da decisão.</p> |
| Custos do investimento | |
| Total dos custos de investimento | O custo total do investimento é de BRL 265.766.400, convertido para USD 167,678.139 (USD 82.444.477 Joana + USD 85233.662 Emiliana), o que abrange os custos da usina eólica e os custos de transmissão e ligação (de acordo com os estudos básicos preliminares da atividade de projeto proposta para os parques eólicos /8/ e /9/). A construção e a implementação do projeto ainda não começaram, e não há nenhum valor de investimento contratado disponível para a verificação cruzada. Entretanto, o montante total do investimento, baseado na expertise local e nos valores da Eletrobrás (Investimento BRL/kW – de 3.500 to 5.000 BRL/kW) /3/, bem como nos dados do Centro Risoer da UNEP (Investimento BRL/kW - de 1.800 a 6.900 BRL/kW) /47/ de projetos eólicos registrados e em validação na América do Sul, e no investimento BRL/kW deste projeto (~4.700 BRL/kW), é considerado apropriado e aplicável no momento da tomada da decisão do investimento. |
| % Débito | Segundo a orientação no parágrafo 18 das Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos /18/, assume-se como padrão 50% Débito e 50% financiamento de capital. |
| % Capital | |
| Valor terminal | O valor terminal é de 20% e o período de depreciação, 21 anos. A RINA comparou o pressuposto acima com os relatórios públicos da Iberdrola, nos quais os valores terminais estão entre 10% e 20% /46/, e da UNEP, cujo valor terminal utilizado na avaliação econômica é de 10% /47/. A RINA confirma que os 20% do investimento inicial constituem um valor razoável e conservador para a adicionalidade da atividade de projeto. |
| Custos e despesas com a operação | |
| Custo médio do hedge de energia | A proposta da Comerc Trading menciona um preço equivalente ao PLD (<i>Preço de Liquidação das Diferenças</i> / preço spot da eletricidade no Brasil) + R\$ 18,00 (Hedge). Os PPs usaram USD 11,36 (R\$ 18,00/1,585) como média do custo do hedge de energia |
| Montante do hedge de energia | |

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| | |
|-----------------------------------|--|
| | /48/. |
| Operação e manutenção | O custo anual de O&M é de USD 1.127.409, obtido do Pressuposto para a análise financeira das Parques Eólicos Joana e Emiliana /28/ com base na experiência da ENEL Green Power em produção de energia eólica, que considera um custo de BRL 74.455 por turbina eólica e ano. |
| G&A / Outros Serviços | Os custos G&A (gerais e administrativos) são de USD 762.616 ao ano. Este custo é estimado com base na experiência da ENEL Green Power e passou por verificação cruzada através do Pressuposto para a análise financeira dos Parques Eólicos Joana e Emiliana /28/. |
| Royalties pelo aluguel do terreno | Os royalties pelo aluguel do terreno foram contabilizados em USD 195.712 por ano. Este custo é estimado com base na experiência da ENEL Green Power e passou por verificação cruzada através do Pressuposto para a análise financeira dos Parques Eólicos Joana e Emiliana /28/. |
| Seguro | O custo de seguro foi estimado em USD 195.712 por ano, com base na experiência da ENEL Green Power em produção de energia eólica /28/. |
| Taxas | |
| TUST | De acordo com a Resolução nº 1.179 da ANEEL /7/, foi utilizado o valor mais baixo indicado por kWmês. O valor total da TUST é de USD 972.085 ao ano. |
| TSFEE | De acordo com o Decreto nº 2.410 /7/, a fórmula "363,6 x 0,5% x Capacidade Instalada" é a utilizada para o cálculo da TSFEE; o valor aplicável no momento da decisão do investimento é fornecido pela ANEEL /7/. O valor de 2011 é mais conservador que o de 2012 /7/. A TSFEE está cotada em USD 68.629 ao ano. |
| Impostos | |
| PIS/COFINS | Os impostos de contribuição social (PIS e COFINS) foram contabilizados aplicando-se um índice de 3,65%. A alíquota do imposto passou por verificação cruzada através da Lei Federal nº10.637 de 31/12/2002 /34/ |
| Imposto de renda | De acordo com a Lei Federal nº10.637 de 31/12/2002, o imposto de renda (alíquota de 2%) é calculado em 25% de 8% /35/. |
| CSLL | De acordo com a Lei Federal nº10.637 de 31/12/2002 /34/, a CSLL (alíquota de 1,8%) é calculada em 9% de 12% |

Para confirmar a adequabilidade dos parâmetros de entrada usados na análise financeira, tais como o custo do investimento/MW e a O&M/MW, a RINA submeteu a verificação cruzada os dados disponíveis para projetos eólicos de grande escala no Brasil, à época da conclusão deste relatório de validação. Segundo o site da UNFCCC na internet, apenas dois projetos estão registrados, dos quais um está passando por revisão (5495). Os dados foram comparados somente com o projeto de referência UNFCCC número 5495, devido à clara disponibilidade de dados no DCP.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| Ref. UNFCCC | Nome do Projeto | Capacidade | Data de início | Custo do investimento/MW R\$ | Custo de O&M/MW R\$ |
|-------------|---|------------|----------------|------------------------------|---------------------|
| 5495 | Electricity generation from renewable sources - Wind farms Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI and Eurus VI | 188 MW | 14/12/2009 | 5.123.360 | De 45,000 a 99.000 |
| NA | Atividade de projeto proposta | 56,4 MW | 17/08/2011 | 4.712.170 | 31.683 |

Com base no conhecimento da expertise local e considerando as diferentes datas de início dos projetos, os valores de entrada usados na análise financeira foram considerados apropriados quando comparados ao projeto de grande escala similar considerado.

A partir das informações verificadas, a RINA pôde confirmar que os parâmetros de entrada usados na análise de investimentos são razoáveis e representam adequadamente a situação econômica da atividade de projeto no momento da decisão do investimento.

Cálculo e conclusão

Os cálculos da TIR foram fornecidos em uma planilha /3/, verificados e considerados corretos pela RINA, bem como os pressupostos usados no cálculo. A TIR sobre o capital sem a receita do MDL é de 9,54%, o que confirma que a atividade de projeto proposta, na ausência dos benefícios do MDL e comparada com a TIR de 16,32% do benchmark, não é atraente do ponto de vista financeiro.

Análise de sensibilidade

Uma análise de sensibilidade foi realizada para os parâmetros que contribuem com mais de 20% da receita e dos custos, para demonstrar a robustez da análise financeira. Variações razoáveis da geração de energia, dos custos de investimento e dos custos de O&M foram consideradas calculando-se a variação necessária para obter o benchmark e, em seguida, discutir a probabilidade de sua ocorrência. O resultado da análise de sensibilidade segue abaixo:

- 1) *Geração de energia.* A TIR só atinge o benchmark quando a geração líquida anual de eletricidade aumenta para até 34,80%. No entanto, não é provável que a eletricidade fornecida aumente até esses 34,80%, uma vez que a eletricidade anual fornecida pelo projeto foi determinada por um terceiro utilizando os dados de medição dos ventos de 01/05/2009 a 30/04/2012 /40/ e com base no layout final da usina do projeto. O Fator de Carga da Usina (PLF) da atividade de projeto foi calculado em 52,3% como média para cada fazenda eólica. Os dados de entrada para determinação do PLF foram obtidos de um relatório da Inova Energy /40/ baseado no layout final e, assim, são considerados valores conservadores. A RINA confirma que o PLF foi determinado por um terceiro e, dessa forma, atende aos requisitos das Diretrizes para elaboração de relatório e validação de fatores de carga da usina /21/. Dessa forma, a RINA confirma que a eletricidade fornecida não aumentaria para até 34,80% em todo o período de operação do projeto.
- 2) *Custos de investimento.* A TIR só atinge o benchmark quando o investimento total diminui para até 51,67%. O custo do investimento foi estimado com base na experiência da ENEL Green Power em produção de energia eólica e foi comparado com um projeto de energia eólica de grande escala registrado (Ref. UNFCCC 5495). Com base no resultado da comparação e considerando que a data de início do projeto registrado é em 2009 e a do projeto proposto, 2010, o custo do investimento por MW da atividade de projeto proposta é ligeiramente superior. Dessa forma, é improvável que os custos do investimento diminuam para até 51,67%.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- 3) *Custos de O&M.* A TIR só alcança o benchmark quando o investimento total diminui para até 219,10%. Portanto, é mais que improvável que os custos de O&M atinjam esse decréscimo.
- 4) *Varição de preço no mercado não-regulado:* Os preços são baseados na experiência de outros projetos, inclusive em uma análise dos preços obtidos no leilão de energia /26/ e em uma proposta de PPA para o mercado não-regulado /49/. Por outro lado, embora os preços spot projetados pela Cepel (Eletrobras) /3/ apresentem incertezas (preços com alta volatilidade e grandes variações mensais/anuais) devido à modelagem, haveria um risco muito grande em especular por um aumento da magnitude requerida para atingir o benchmark (+47,70%). Assim, fica claro que esse cenário não é plausível

Concluindo, o resultado do a TIR sobre o investimento e da análise de sensibilidade mostraram que sem a receita da venda de RCEs, a atividade de projeto não é a opção mais atrativa do ponto de vista financeiro.

3.12 Análise de barreiras

Não aplicável.

3.13 Análise de práticas comuns

A análise de práticas comuns foi elaborada considerando os passos compreendidos na Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, descritos abaixo:

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

Passo 1: Calcular a faixa de produção aplicável como +/-50% da produção ou capacidade projetada da atividade de projeto proposta

A análise de práticas comuns considerou todas as usinas energéticas conectadas à rede nacional brasileira dentro da faixa de capacidade instalada de +/-50% de cada fazenda eólica, pois estas são tratadas individualmente dentro do marco regulatório (14,10 MW e 42,30 MW). O PP considerou todas as usinas cuja operação comercial teve início antes da data de início do projeto.

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as usinas que entregam a mesma produção ou capacidade, dentro da faixa de produção aplicável calculada no Passo 1, que a atividade do projeto proposto, e iniciaram suas operações comerciais antes da data de início do projeto. Anotar seu número como N_{all} . Atividades de projetos MDL registradas, bem como atividades de projetos em processo de validação, não serão incluídas neste passo.

A área geográfica é todo o país (Brasil), conforme definido na ferramenta de adicionalidade. Considerando as usinas ligadas à rede dentro da faixa estabelecida no passo 1, o PP excluiu da análise as usinas MDL. A fonte do dado usada pelo PP é o site da ANEEL (confirmado pela RINA /42/).

$N_{all} = 292$

Passo 3: Dentre as usinas identificadas no Passo 2, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade do projeto proposto. Anotar seu número como N_{diff} .

De acordo com a "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 6.0.0), "tecnologias diferentes são as que entregam a mesma produção e diferem em pelo menos uma das seguintes características:

- (i) *Fonte de energia/combustível;*
- (ii) *Matéria-prima;*
- (iii) *Tamanho da instalação (capacidade energética);*
- (iv) *Ambiente de investimento na data da tomada da decisão de realizar o investimento, incluindo:*
 - *Acesso a tecnologia;*
 - *Subsídios ou outros aportes financeiros;*
 - *Políticas promocionais;*
 - *Regulamentações vigentes;*
- (v) *Outras características, incluindo:*



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Custo unitário de produção (os custos unitários são considerados diferentes se diferirem em pelo menos 20%);

Existem duas grandes diferenças deste projeto com relação a outros projetos: a tecnologia e o ambiente de investimento, de acordo com o critério (iv) acima.

Para o tipo de tecnologia, o PP excluiu as usinas termelétricas (=149) e hidrelétricas (=130), sobrando assim 13 usinas eólicas.

Das usinas eólicas, o PP analisou os incentivos do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Todas as usinas eólicas selecionadas no passo 2 foram desenvolvidas nos termos do PROINFA /43/, sendo portanto usinas sob políticas de promoção distintas da atividade de projeto. $N_{diff}= 291$.

Passo 4: Calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ que representa a parcela de usinas utilizando tecnologia similar à tecnologia utilizada na atividade do projeto proposto em todas as usinas que entregam a mesma produção ou capacidade que a atividade do projeto proposto.

$$F = 1 - \frac{N_{diff}}{N_{all}} = 1 - \frac{291}{292} = 0.003 < 0.2$$

$$F = 1 - \frac{N_{diff}}{N_{all}} = 1 - \frac{280}{280} = 0.000 < 0.2$$

Sub-passo 4b: Discutir quaisquer opções similares que estejam ocorrendo

Conforme mostrado na análise no sub-passo 4a acima, há apenas uma quantidade insignificante de atividades similares ocorrendo e, de acordo com o Artigo 47 da “*Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade*” (versão 6.0.0), o projeto não é uma prática comum (ou seja, **não é amplamente observado**). Mais adiante, o Artigo 129c da “*Norma de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo*” (versão 2) informa ser necessário:

*“Avaliar, se projetos similares e em operação que não sejam atividades de projetos **já forem “amplamente observados e comumente executados” na região definida**, se existem diferenças essenciais entre a atividade de projeto proposta e as outras atividades similares.”*

Por não ser este o caso conforme explicado acima, ou seja, projetos similares e em operação não são amplamente observados e comumente realizados, não é necessária nenhuma análise adicional.

3.14 Conclusão

A RINA confirma que todos os dados, fundamentos, pressupostos, justificativas e documentação fornecidos pelos participantes do projeto para corroborar a demonstração de adicionalidade são críveis e confiáveis.

Avaliando as evidências apresentadas e fazendo a verificação cruzada das informações contidas, a RINA considera que os argumentos para a demonstração da adicionalidade do projeto proposto são críveis e razoáveis, isto é, o projeto proposto tem a capacidade de reduzir as emissões antropogênicas de gases do efeito estufa por fontes a níveis abaixo dos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto MDL proposta.

3.15 Plano de monitoramento

Foi aplicada a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002 “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012 /12/.

O plano de monitoramento está condizente com a metodologia de monitoramento e dará oportunidade para uma medição real das reduções de emissões alcançadas.

A RINA verificou todos os parâmetros apresentados no plano de monitoramento em relação aos requisitos da metodologia; não foram encontrados no plano desvios relevantes à atividade de projeto.

A RINA confirma que os trâmites de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto, e que os meios de implementação do plano de monitoramento são



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

suficientes para garantir que as reduções de emissões alcançadas e resultantes da atividade de projeto MDL proposta podem ser reportados ex-post e verificados.

Parâmetros determinados ex-ante

Os parâmetros ex-ante que foram mencionados na metodologia estão incluídos no DCP e são consoantes à metodologia:

| | Dado/parâmetro | Unidade | Valor aplicado | Avaliação |
|---|---|---------------|----------------|---|
| 1 | $EF_{grid, BM, y}$ (Fator de emissão de CO_2 na margem de construção no ano y) | t CO_2 /MWh | 0,1404 | A RINA confirmou o valor aplicado pelo PP para o ano de 2010 em conformidade com os dados (disponíveis ao público) fornecidos pela AND do Brasil /15/. A RINA confirmou no site da AND na internet que o PP utilizou as informações mais recentes disponíveis no momento do envio do MDL-DCP para validação pela EOD. |

Parâmetros monitorados ex-post

Os parâmetros ex-post que foram mencionados na metodologia estão incluídos no DCP e são consoantes à metodologia, e serão monitorados durante o período de obtenção de créditos:

| | Parâmetro | Descrição/Avaliação |
|---|---|--|
| 1 | $EG_{facility, y}$ - Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pela unidade/usina do projeto à rede no ano y (MWh/ano); | <p>A energia fornecida à rede será medida através de medidores de eletricidade conformes com as normas nacionais. Os dados serão medidos a cada cinco minutos (continuamente) e registrados para o monitoramento do MDL com frequência no mínimo mensal. O Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são responsáveis pela definição dos requisitos técnicos das medições de energia para fins de faturamento. A medição será feita na subestação, pós-perdas de transmissão, e de modo bidirecional, ou seja, é medida a energia líquida entregue à rede, considerando a quantidade de eletricidade fornecida pela usina do projeto à rede. O medidor de backup garante a medição contínua em caso de falha do medidor principal. Caso ambos os medidores apresentem falha, a energia gerada pode ser obtida a partir de outros pontos de medição da rede e pelos dados da CCEE.</p> <p>Os medidores de energia (principal e backup) terão uma classe de precisão de 0,2% conforme definido pela CCEE.</p> <p>A calibração será realizada em no máximo dois anos.</p> |
| 2 | $EG_{PJ, h}$ - Eletricidade substituída pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh); | <p>O proponente do projeto irá instalar e controlará o medidor principal de eletricidade e um medidor de backup (ambos com classe de precisão de 0,2%) na subestação, o que é definido como o "ponto de entrega" à rede. A medição neste ponto é feita após as perdas de transmissão e funciona de modo bidirecional, ou seja, é medida a energia líquida entregue à rede. O medidor de backup garante a medição contínua em caso de falha do medidor principal. Caso ambos os medidores apresentem falha, a energia gerada será estimada com base em outros pontos de medição da rede e poderão ser obtidos da CCEE.</p> <p>A frequência de medição é estabelecida pelo ONS no sub-módulo 12.4, "Coleta de dados medidos para o faturamento", que exige medições a cada cinco minutos (completos). Os dados são registrados a cada hora de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão</p> |



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| | | |
|---|---|---|
| | | 2.2.1). |
| 3 | EF_{EL,DD,h} - Fator de emissão de CO ₂ para as unidades energéticas da rede no topo da ordem de despacho na hora <i>h</i> do ano <i>y</i> (tCO ₂ /MWh). | <i>EF_{EL,DD,h}</i> será calculado utilizando os dados fornecidos pela AND do Brasil. Segundo o plano de monitoramento, o monitoramento é descrito na seção B.6.1 em consonância com a ferramenta: o fator de emissão da margem de operação, <i>EF_{grid,OM}</i> , será calculado <i>ex-post</i> , determinado pelo ano em que a atividade de projeto desloca a eletricidade da rede, com atualização anual durante o período de obtenção de créditos de acordo com os fatores de emissão fornecidos pela AND brasileira para cada ano. |

Sistema de gerenciamento e garantia de qualidade

Os procedimentos de QA/QC indicados para verificação cruzada de dados e calibração estão alinhados com a metodologia aplicada /12/.

A eletricidade fornecida à rede será monitorada por medidores de eletricidade eletrônicos calibrados (medidor principal e medidor de backup, ambos com classe de precisão de 0,2%) na subestação, o que é definido como o “ponto de entrega” à rede. A energia de todo o projeto é medida neste ponto, inclusive todos os sub-parques, ou seja, a energia das usinas individuais não é medida separadamente. Os dados desses medidores passarão por verificação cruzada com as notas fiscais das vendas de energia no banco de dados da CCEE. A frequência de calibração dos medidores é de no máximo dois anos, estabelecida pelo ONS no sub-módulo 12.3, “Manutenção do sistema de medição para faturamento” /23/.

O fator de emissão na margem de operação será determinado pelo método de análise de dados do despacho para cada período de monitoramento, através dos fatores de emissão de hora em hora correspondentes pela AND do Brasil /15/. O fator de emissão na margem de construção usa o período de coleta de dados *ex-ante* e, portanto, não requer monitoramento específico.

Os dados serão guardados por no mínimo dois anos após o final do último período de obtenção de créditos, em consonância com a metodologia aplicada.

A aplicação da metodologia de monitoramento é transparente e, segundo o parecer da RINA, os participantes do projeto estão aptos para implementar o plano de monitoramento.

3.16 Estimativa de emissões de GEE

As reduções de emissões (ER_y) da atividade de projeto proposta durante o período de obtenção de créditos são a diferença entre as emissões da linha de base (BE_y), as emissões do projeto (PE_y) e as emissões decorrentes de fugas (L_y), conforme segue.

Emissões da linha de base

Em consonância com a metodologia aplicada, as emissões da linha de base são calculadas da seguinte forma:

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

$$BE_y = 258.522 * 0,3941$$

$$BE_y = 101.870 \text{ (resultados arredondados em décimos para baixo)}$$

Onde:

BE_y = Emissões da linha de base no ano *y* (t CO₂)

EG_{PJ,y} = Quantidade de geração líquida de eletricidade produzida e fornecida à rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano *y* (MWh)

EF_{grid,CM,y} = Fator de emissão de CO₂ de margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano *y*, calculado através da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (t CO₂/MWh)

Cálculo de EG_{PJ,y}

(a) Usinas renováveis tipo “Greenfield”



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Se a atividade de projeto consiste na instalação de uma nova usina/unidade de energia renovável ligada à rede usina de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto, então:

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

Onde:

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

A energia fornecida à rede foi estimada por uma empresa terceira = 258.522 MWh/y /40/.

Para $EF_{\text{grid,CM},y}$ o PP utilizou a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh), a partir dos dados mais recentes disponibilizados pela AND do Brasil no momento da publicação do DCP /15/, considerando o Sistema Interligado Nacional (SIN) e a análise de dados do despacho.

Para a Margem de Operação ($EF_{\text{grid,OM-DD},y}$), o PP utilizou o valor disponibilizado pela AND do Brasil para o ano de 2010 (estimativa ex-ante) /15/, o qual será atualizado durante a verificação (período de coleta de dados ex-post) = 0,4786 tCO₂/MWh. A estimativa considerou os dados mais conservadores disponibilizados pela AND do Brasil (média mensal).

Para a Margem de Construção ($EF_{\text{grid,BM},y}$), o PP escolheu o período de coleta de dados *ex-ante*. A RINA confirmou o valor aplicado pelo PP para o ano de 2010, em conformidade com os dados disponibilizados pela AND do Brasil (disponíveis ao público). A RINA confirmou, no site da AND na internet, que o PP utilizou as informações mais recentes disponíveis no momento da submissão do MDL-DCP para validação da EOD = 0,1404 tCO₂/MWh /16/.

O fator de emissão combinado ($EF_{\text{grid,CM},y}$)

$$EF_{\text{grid,CM},y} = EF_{\text{grid,OM},y} * w_{OM} + EF_{\text{grid,BM},y} * w_{BM}$$

Onde:

$EF_{\text{grid,BM},y}$ = Fator de emissão de CO₂ na margem de construção no ano y (tCO₂/MWh)

$EF_{\text{grid,OM},y}$ = Fator de emissão de CO₂ na margem de operação no ano y (tCO₂/MWh)

w_{OM} = Ponderação do fator de emissão da margem de operação (%)

w_{BM} = Ponderação do fator de emissão da margem de construção (%)

Os valores padrão usados em w_{OM} (=0,75%) e w_{BM} (=0,25%) no DCP estão em conformidade com a ferramenta, resultando em $EF_{\text{grid,CM},y} = 0,3941$ tCO₂/MWh.

Emissões do projeto

As emissões do projeto não são aplicáveis conforme a metodologia /13/, pois a atividade de projeto não é uma usina hidrelétrica com reservatório.

Fugas

As fugas não precisam ser consideradas conforme definido na metodologia de linha de base aplicada. As principais emissões com potencial para ocasionar fugas no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades como construção de usinas e emissões associadas até a implementação de projeto que utilizem combustíveis fósseis (ex.: extração, processamento, transporte). Tais fontes de emissões são desconsideradas.

Reduções de emissões

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Como $PE_y = 0$, $ER_y = BE_y$, portanto,

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

$$ER_y = 258.522 * 0,3941$$

$$ER_y = 101.870 \text{ (resultado arredondado em décimos para baixo)}$$



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

3.17 Impactos ambientais

Os aspectos ambientais da atividade de projeto (incluídos no EIA) foram analisados pela agência ambiental no momento da emissão das licenças. À época da visita ao local, o Projeto tinha a licença do local (Portaria INEMA nº 278) emitida em 31/05/2011, válida até 31/05/2016 e mencionando uma capacidade instalada de 99 MW, sendo: **Joana** = 48 MW (16 unidades de 3 MW) e **Emiliana** = 51 MW (17 unidades de 3 MW)

Licenças da ANEEL:

- Autorização da ANEEL, Resolução nº 907 de 10/11/2009 – Aprovando o leilão da ANEEL nº 03/2009-ANEEL, especificando os valores da TUST (Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão) (R\$/kWmês);
- Despacho nº 3.054 de 26/07/2011 – Registro do estudo de implementação do projeto, com uma capacidade instalada total de 52.800 kW (**Emiliana** = 27.200 kW, com 17 unidades de of 1.600 kW e **Joana** = 25.600 kW, com 16 unidades de 1.600 kW).
- Resolução nº 170 de 22/03/2012 - Autorizando o estabelecimento da Enel Green Power Joana Eólica S.A. como produtor de energia independente através da implementação da usina de energia eólica denominada EOL Joana. Descreve a capacidade instalada de 25.600 kW (16 unidades de 1.600 kW) e a média de energia assegurada de 12.200 kW;
- Resolução nº 176 de 22/03/2012- Autorizando o estabelecimento da Enel Green Power Emiliana Eólica S.A. como produtor de energia independente através da implementação da usina de energia eólica denominada EOL Emiliana. Descreve a capacidade instalada de 27.200 kW (17 unidades de 1.600 kW) e a média de energia assegurada de 12.700 kW;

FAR 1 foi levantada: na época da validação, o contrato para os equipamentos do projeto não estava disponível. Na primeira verificação, deverá ser confirmado se os equipamentos do projeto e as licenças aplicáveis são coerentes com a descrição do projeto no DCP.

3.18 Consulta aos atores locais

Os seguintes atores locais foram convidados em 27/12/2011 para prestar comentários sobre a atividade de projeto antes da publicação do DCP (18/02/2012).

| Ator | Avisos de Recebimento /24/ |
|--|----------------------------|
| Câmara Municipal de Igaporã | 05/01/2012 |
| Ministério Público do Estado da Bahia | 29/12/2011 |
| FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento | 30/12/2011 |
| Ministério Público Federal | 29/12/2011 |
| Prefeitura de Igaporã | 02/01/2012 |
| Secretaria Municipal de Agricultura e Meio Ambiente de Igaporã | 02/01/2012 |
| Vice-Prefeitura de Igaporã | 02/01/2012 |
| Agência do Meio Ambiente do Estado da Bahia: Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos - INEMA | 29/12/2011 |
| Secretaria Municipal de Obra e Infra-Estrutura de Igaporã | 02/01/2012 |
| Associação comunitária: Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Igaporã | 02/01/2012 |
| Associação comunitária: Associação dos Pequenos Produtores Rurais de Gurunga e Adjacências (Quilombolas) | 02/01/2012 |



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

| | |
|--|------------|
| Associação Comunitária: Associação dos Pequenos Agricultores da Comunidade de Lapinha e Adjacências | 02/01/2012 |
| Associação Comunitária dos Moradores e Pequenos Produtores Rurais do Jardim e Adjacências de Igaporã | 02/01/2012 |

A RINA confirmou que o DCP está disponível em português no site da Enel na internet /30/ e que nenhum comentário foi recebido, conforme descrito no DCP.

A RINA confirmou que a consulta aos atores locais foi realizada conforme requerido pela AND do Brasil na Resolução nº 7, tendo os atores relevantes sido convidados a prestar comentários sobre a atividade de projeto com mais de 15 dias de antecedência ao início da validação, com o DCP disponível em idioma local durante o processo de validação conforme descrito acima /24/.

4 COMENTÁRIOS DAS PARTES, ATORES E ONGS

O DCP versão 01 de 16/01/2012 /1/ foi disponibilizado ao público no site da UNFCCC na internet (<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/Z8J705AKQ7ROPKFI29AU24RXW9RJDV/view.html>) e as Partes, atores e ONGs foram convidados para prestar comentários durante um período de 30 dias, de 18/02/2012 a 18/03/2012.

Nenhum comentário foi recebido durante esse período.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

5 PARECER DA VALIDAÇÃO

A RINA Services Spa (RINA) realizou a validação da atividade de projeto “Parques Eólicos Curva dos Ventos” no Brasil com relação aos requisitos relevantes para as atividades do MDL.

A análise do documento de concepção do projeto e das entrevistas de acompanhamento subsequentes forneceram à RINA evidências suficientes para determinar o cumprimento dos critérios determinados.

A Parte anfitriã é o Brasil, país que atende aos requisitos de participação no MDL. O projeto é unilateral, de modo que não foi identificado nenhuma Parte Anexo I. Os participantes do projeto são a Enel Brasil Participações Ltda, a Enel Green Power Joana Eólica S.A. e a Enel Green Power Emiliana Eólica S.A..

O projeto aplica corretamente a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012.

Ao gerar energia renovável por meio de usinas eólicas, o projeto resulta na redução de emissões de CO₂ reais, mensuráveis e que proporcionam benefícios de longo prazo para a mitigação das mudanças climáticas. Foi demonstrado que o projeto não constitui um cenário de linha de base provável. As reduções de emissões atribuíveis ao projeto são, dessa forma, adicionais a qualquer outra que pudesse ocorrer na ausência da atividade de projeto.

A média anual das reduções de emissões totais da atividade “Parques Eólicos Curva dos Ventos” são estimadas em 101.870 tCO₂e ao longo do período renovável de obtenção de créditos de 7 anos. A previsão de reduções de emissões foi verificada e se considera provável que o montante declarado seja alcançado, dado que os pressupostos subjacentes não se alteram.

O plano de monitoramento presta-se ao monitoramento das reduções de emissões de emissões pelo projeto. Os trâmites de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis e, segundo o parecer da RINA, os participantes do projeto estão aptos para implementar o plano de monitoramento.

Em conclusão, o parecer da RINA é de que a atividade de projeto “Parques Eólicos Curva dos Ventos” no Brasil, conforme descrito no DCP versão 04 de 21/11/2012, atende a todos os requisitos relevantes da UNFCCC para o MDL e a todos os critérios relevantes da Parte anfitriã e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012.

Deste modo, a RINA pede o registro do projeto como uma atividade de projeto MDL.

Antes do envio do Documento de Concepção de Projeto e do Relatório de Validação para o Conselho Executivo do MDL, o Projeto terá de receber a aprovação, por escrito, de participação voluntária por parte da AND do Brasil, o que inclui a confirmação de que o Projeto auxilia o país no alcance do desenvolvimento sustentável.

ANEXO A
PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

TABELA 1 REQUISITOS OBRIGATÓRIOS

| Requisito | Referência | Conclusão |
|--|--|------------------|
| 1. O projeto deve auxiliar as Partes incluídas no Anexo I a obter a conformidade com parte de seus compromissos de reduções de emissões de acordo com o Artigo 3. | Protocolo de Quioto, Art.12.2 | OK |
| 2. O projeto deve auxiliar as Partes não-Anexo I a contribuir com o objetivo final da UNFCCC | Protocolo de Quioto, Art.12.2 | OK |
| 3. O projeto deve possuir aprovação por escrito de participação voluntária pela autoridade nacional designada de cada Parte envolvida | Protocolo de Quioto, Art.12.5a Modalidades e procedimentos do MDL, §40a | -- |
| 4. O projeto deve auxiliar as Partes não-Anexo I a alcançar o desenvolvimento sustentável e obter a confirmação pelo país anfitrião do mesmo. | Protocolo de Quioto, Art.12.2 Modalidades e procedimentos do MDL, §40 | -- |
| 5. Caso financiamento público por Partes incluídas no Anexo I seja utilizado na atividade de projeto, tais Partes deverão prover declaração de que o financiamento não resulta em desvio da assistência oficial ao desenvolvimento (AOD) e de que está separado de, e não está contado nas obrigações financeiras dessas Partes. | Decisão 17/CP.7 Modalidades e procedimentos do MDL, Anexo B §2 | OK |
| 6. As partes participantes do MDL devem designar uma autoridade nacional para o MDL. | Modalidades e procedimentos do MDL, §29 | OK |
| 7. A Parte anfitriã e a Parte Anexo I participante devem fazer parte do Protocolo de Quioto. | Modalidades e procedimentos do MDL, §30/31a | OK |
| 8. O montante determinado pela Parte Anexo I participante deve ser calculado e registrado. | Modalidades e procedimentos do MDL, §31b | OK |
| 9. A Parte Anexo I participante deve possuir um sistema nacional para estimar as emissões de GEE e um sistema nacional em conformidade com o Protocolo de Quioto, em seus artigos 5 e 7. | Modalidades e procedimentos do MDL, §31b | OK |
| 10. As reduções de emissões de GEE devem ser adicionais a qualquer outra que viesse a ocorrer na ausência da atividade de projeto, isto é, uma atividade de projeto MDL é adicional se as emissões antropogênicas de gases do efeito estufa por fontes forem reduzidas a níveis inferiores àqueles que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto MDL registrado. | Modalidades e procedimentos do MDL, §43 | OK |
| 11. As reduções de emissões devem ser reais, mensuráveis e prover benefícios de longo prazo relacionados à mitigação das mudanças climáticas. | Protocolo de Quioto, Art.12.5b | OK |
| 12. Documentos referentes à análise dos impactos ambientais da atividade de | Modalidades e procedimentos do | OK |

| Requisito | Referência | Conclusão |
|--|--|-----------|
| projeto, inclusive dos impactos transfronteiriços, devem ser enviados e, caso tais impactos sejam considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, um estudo de impacto ambiental consoante aos procedimentos requeridos pela Parte anfitriã deverá ser realizado. | MDL, §37c | |
| 13. Os atores locais devem ser convidados a prestar comentários e um resumo dos comentários deve ser fornecido, bem como informações sobre como quaisquer comentários recebidos foram considerados. | Modalidades e procedimentos do MDL, §37b | OK |
| 14. As Partes, os atores e as ONGs credenciadas pela UNFCCC devem ser convidados a prestar comentários sobre os requisitos de validação por no mínimo 30 a 45 dias, e o documento de concepção de projeto e comentários devem ter sido disponibilizados ao público. | Modalidades e procedimentos do MDL, §40 | OK |
| 15. A metodologia de linha de base e monitoramento deve ser aprovada previamente pelo Painel de Metodologias do MDL. | Modalidades e procedimentos do MDL, §37e | OK |
| 16. Uma linha de base deve ser estabelecida para cada projeto, de uma forma transparente e considerando as políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais relevantes. | Modalidades e procedimentos do MDL, §47 | OK |
| 17. As disposições de monitoramento, verificação e relatório devem estar de acordo com as modalidades descritas nos Acordos de Marraqueche e com as decisões relevantes da COP/MOP. | Modalidades e procedimentos do MDL, §37f | OK |

TABELA 2 LISTA DE VERIFICAÇÃO DE REQUISITOS

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|--|---|-------------------|-------------|---|----------------------|-----------------|
| A. Descrição geral da atividade de projeto | | | | | | |
| A.1. Título da atividade de projeto | | | | | | |
| A.1.1. | Título da atividade de projeto, número da versão e data do DCP (seção A.1). | /1/ | DR | O título da atividade de projeto é "Parques Eólicos Curva dos Ventos", conforme o DCP publicado versão 01 de 16/01/2012. | | OK |
| A.1.2. | O projeto cumpre com os requisitos aplicáveis para preenchimento dos DCPs? | /1/ /11/ | DR | O DCP versão 1 não foi atualizado em consonância com as atuais "Diretrizes para preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto", versão 01.0, que substitui as "Diretrizes para preenchimento do documento de concepção de projeto (MDL-DCP) e o formulário para novas metodologias propostas (MDL - NM)", versão 7, 02/08/2008. Considerando o cronograma de validação e o prazo final para o envio de projetos nos termos do Manual de Validação e Verificação (30/09/2012), deve-se esclarecer os documentos de referência utilizados. | CL-1 | OK |
| A.2. Descrição da atividade de projeto proposta | | | | | | |
| A.2.1. | O DCP contém uma descrição precisa da atividade de projeto e fornece ao leitor um entendimento claro da natureza precisa da atividade de projeto e dos aspectos técnicos da sua implementação? Como a concepção do projeto foi avaliada? | /1/ /6/ /7/ | DR/CC /I | O projeto consiste de uma atividade de geração de eletricidade renovável que desloca a geração de eletricidade da rede, parcialmente gerada a partir de combustíveis fósseis. A eletricidade gerada por fontes renováveis resulta na diminuição das emissões de gases do efeito estufa no setor energético. As reduções de emissões são reivindicadas devido à substituição da geração de eletricidade da rede pela eletricidade | | OK |

¹ MoV: DR document review, I interview, CC cross checking

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|--|------------|------|---|----------------------|-----------------|
| | | | | <p>estimada que será gerada pelas usinas eólicas do projeto e fornecida à rede brasileira.</p> <p>A implementação do projeto não teve início e o PP tem apenas a licença do local /6/.</p> <p>A capacidade instalada descrita no DCP versão 1 (Pau Ferro: 30,55 MW, Pedra do Gerônimo: 30,55 MW, Taicacó: 18.80 MW) não condiz com a capacidade instalada considerando a descrição dos equipamentos no DCP versão 1 (turbinas de 2.300 KW) e o número de turbinas de cada parque (respectivamente, 13, 13 e 8). De acordo com a metodologia: “A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma unidade energética é a capacidade, expressa em Watts ou em um de seus múltiplos, para qual a unidade energética foi projetada para operar em condições nominais. A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma usina energética é a soma das capacidades instaladas de geração de eletricidade de suas unidades energéticas”. Além disso, a capacidade instalada descrita na licença ambiental prévia nº 19.11.01.000805-6 de 25/01/2011 /6/ e nos documentos da ANEEL /7/, não coincide com a capacidade instalada descrita no DCP versão 1.</p> | CL-2 | |
| A.2.2. | A atividade de projeto envolve alteração das instalações existentes? Caso envolva, as diferenças entre as atividades pré-projeto e pós-projeto foram claramente descritas no DCP? | /1/ /6/ | CC/I | As fazendas eólicas são usinas de energia eólica do tipo Greenfield (novas instalações), o que é confirmado através das licenças ambientais /6/ e de visita ao local. | | OK |
| A.3. | Participantes do projeto | | | | | |
| A.3.1. | As Partes e os participantes envolvidos no projeto estão listados em formato tabular na Seção A.3 e estão consoantes às informações detalhadas no | /1/ | DR | Três entidades foram definidas como participantes do projeto: Enel Brasil Participações Ltda, Enel Green Power Joana | | OK |

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|--|-------------|------|--|----------------------|-----------------|
| | Anexo 1 do DCP? | | | Eólica S.A. e Enel Green Power Emiliana Eólica S.A. O PP não descreve no DCP publicado se os participantes do projeto são entidades públicas ou privadas. | CAR-1 | |
| A.3.2. | Todas as Partes participantes cumprem com os requisitos de participação, a saber: (a) a Parte ratificou o Protocolo de Quioto; (b) a Parte possui uma Autoridade Nacional Designada; (c) O montante foi determinado. | /1/ /30/ | DR | O Brasil ratificou o protocolo em 23 de agosto de 2002. O Brasil é listado como Parte não-Anexo 1. A AND brasileira é representada pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), o que é confirmado no site da UNFCCC /30/. | | OK |
| A.3.3. | As cartas de aprovação foram emitidas? | /1/ | DR | Antes do envio do Documento de Concepção de Projeto e do Relatório de Validação para o Conselho Executivo do MDL, o Projeto deve receber a aprovação, por escrito, de participação voluntária pela AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o Projeto auxilia o país no alcance do desenvolvimento sustentável. | -- | -- |
| A.3.4. | A(s) carta(s) de aprovação (LoA/s) confirmam os seguintes requisitos? (a) a Parte ratificou o Protocolo de Quioto; (b) A participação é voluntária; (c) No caso da Parte anfitriã, o projeto contribui com o desenvolvimento sustentável do país; (d) Refere(m)-se ao título exato da atividade de projeto no DCP; (e) Foram emitidas pela Autoridade Nacional Designada (AND) da respectiva Parte. Indicar se a(s) LoA(s) foram recebidas dos participantes do projeto ou diretamente da AND. Em caso de dúvida com relação à autenticidade da(s) LoA(s), descrever como tal autenticidade foi avaliada. | /1/ | DR | Consultar a seção A.3.3. | -- | -- |
| A.3.5. | Todos os participantes públicos e privados no | /1/ | DR | Consultar a seção A.3.3. | CAR-1 | OK |

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|--|--|-------------|-------|--|----------------------|-----------------|
| | projeto foram autorizados por uma Parte do Protocolo de Quioto? | | | | | |
| A.4. Descrição técnica do projeto | | | | | | |
| A.4.1. | O local do projeto está claramente definido? | /1/ /6/ | DR/CC | <p>A seção A.4.1.4 do DCP versão 01 descreve as seguintes coordenadas geográficas do projeto: Joana: 13° 54' 25.21" S / 42° 36' 54.12" W; Emiliana: 13° 55' 39.81" S / 42° 37' 49.70" W.</p> <p>Apesar de as coordenadas geográficas estarem dentro da área do projeto, não está claro qual foi a referência utilizada para descrever os números apresentados no DCP versão 1 (não foram fornecidas evidências).</p> <p>O DCP versão 1 descreve que os municípios da atividade de projeto são Caetitê e Igarorã; no entanto, a Licença Prévia descreve apenas o município de Igarorã e a consulta aos atores locais foi realizada somente no município de Igarorã.</p> | CL-2 | |
| A.4.2. | A engenharia de concepção do projeto reflete as boas práticas atuais? A tecnologia pode resultar em aumento significativo de desempenho em relação a quaisquer tecnologias comumente utilizadas no País anfitrião? Há alguma transferência de tecnologia de uma Parte Anexo I envolvida? | /1/ | DR | O DCP versão 1 não deixa claro se existe transferência de know-how e tecnologia por Partes Anexo I. Além disso, o DCP não descreveu se a tecnologia resulta em melhoria significativa de desempenho em comparação com tecnologias comumente utilizadas no País anfitrião. | CL-3 | OK |
| A.4.3. | Caso financiamento público de Partes inclusas no Anexo I seja utilizado na atividade de projeto, houve declaração por tais Partes de que o referido financiamento não resulta em desvio da assistência oficial ao desenvolvimento e é separado de, e não contado com, as obrigações financeiras dessas Partes? | /1/ /28/ | DR | O PP demonstrou a inexistência de financiamento público envolvido na atividade de projeto através dos balanços financeiros dos anos de 2009, 2010 e 2011 (até novembro) da ENEL Brasil Participações Ltda /28/. | | OK |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|--|------------------------------------|-------|---|----------------------|-----------------|
| B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento | | | | | |
| B.1. Metodologia aplicada | | | | | |
| B.1.1. A atividade de projeto aplica uma metodologia aprovada e a versão correta desta? | /1/ /13/ /14/ /20/ | DR/CC | <p>O projeto (DCP versão 1) aplica a metodologia aprovada ACM0002 versão 12.2.0, de 25/11/2011, a qual é consoante com a categoria de projeto relevante.</p> <p>O DCP versão 1 também aplica:</p> <ul style="list-style-type: none"> - "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 05.2); - "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 2.2.0). <p>Durante o processo de validação, a metodologia ACM0002 foi atualizada para a versão 12.3.0 de 02/03/2012 (solicitações de validação podem ser enviadas até 11/01/2013), e depois para a versão 13.0.0 (válida de 11/05/2012 em diante). As ferramentas serão atualizadas para as suas versões mais recentes.</p> | CAR-4 | |
| B.2. Critérios de aplicabilidade da metodologia/ferramentas | | | | | |
| B.2.1. Como foi validado que a atividade de projeto cumpre com os critérios de aplicabilidade? | /1/ /5/ /6/ /7/ /12/ /27/ | DR/I | <p>Com relação à versão da metodologia, consulte a CAR 4.</p> <p>A RINA verificou os critérios de aplicabilidade da metodologia aplicada ACM0002:</p> <p>Esta metodologia se aplica a atividades de projetos de geração de energia renovável conectadas à rede que (a) instalem uma nova usina energética em um local em que não haviam usinas de energia renovável em operação antes da implementação da</p> | CAR-4 | OK |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|------|------|---|----------------------|-----------------|
| | | | <p>atividade de projeto (usina tipo Greenfield); (b) envolvam adição de capacidade; (c) envolvam modernização (retrofit) de uma ou mais de uma usina existente; ou (d) envolvam uma substituição de uma ou mais de uma usina existente.</p> <p>Confirmou-se, pelas licenças aplicáveis (ambiental /6/ e ANEEL /7/), que a atividade de projeto corresponde à instalação de uma nova usina energética (conectada à rede) em um local onde nenhuma usina energética renovável era operada antes da implementação da atividade de projeto (usina tipo Greenfield). Além disso, o local da atividade de projeto foi confirmado no relatório técnico fornecido por uma empresa terceira (SAI) /27/.</p> <p>A metodologia é aplicável conforme as seguintes condições:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A atividade de projeto consiste na instalação, adição de capacidade, modernização (retrofit) ou substituição de uma usina energética/unidade de um dos seguintes tipos: usina/unidade hidrelétrica (com reservatório a fio-de-água ou de acumulação), usina/unidade eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade solar, usina/unidade geradora a partir de ondas ou marés; • Em caso de adições de capacidade, modernizações ou substituições (exceto nos projetos de adição de capacidade pelos quais a geração | | |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|------|------|--|----------------------|-----------------|
| | | | <p>de eletricidade da(s) usina(s) ou unidade(s) energética(s) não é afetada); a usina existente iniciou suas operações comerciais antes do início de um período histórico mínimo de referência de cinco anos, usado no cálculo das emissões da linha de base e definido na seção emissões da linha de base, e nenhuma adição de capacidade ou modernização (retrofit) da usina foi realizada entre o início deste período histórico de referência mínimo e a implementação da atividade de projeto;</p> <p>Confirmou-se, pelas licenças aplicáveis /6/ e por visita ao local, que a atividade de projeto consiste na instalação de duas novas usinas de energia eólica.</p> <p>(Para detalhes sobre a capacidade instalada, consulte a CAR1)</p> <p>No caso de usinas hidrelétricas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pelo menos uma das seguintes condições deve ser aplicada: <ul style="list-style-type: none"> ○ A atividade de projeto ser implementada em um ou vários reservatórios existentes, sem alteração no volume de nenhum dos reservatórios; ou ○ A atividade de projeto ser implementada em um ou vários reservatórios existentes, com aumento do volume de algum dos reservatórios e com a densidade | CAR-1 | |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|------|------|--|----------------------|-----------------|
| | | | <p>energética de cada reservatório, segundo as definições da seção Emissões do projeto, superior a 4 W/m² após a implementação da atividade de projeto; ou</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ A atividade de projeto resulta em um novo, ou novos reservatórios, onde a densidade energética de cada reservatório, segundo as definições da seção Emissões do projeto, é superior a 4 W/m² após a implementação da atividade de projeto. <p>Não aplicável, a atividade de projeto não é uma usina hidrelétrica.</p> <p>No caso de usinas hidrelétricas que utilizem vários reservatórios, onde a densidade energética de qualquer destes seja inferior a 4 W/m² após a implementação da atividade de projeto, todas as seguintes condições deve ser aplicada:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A densidade energética calculada para toda a atividade de projeto, utilizando a equação 5, é superior a 4 W/m²; • Todos os reservatórios e usinas hidrelétricas estão localizados no mesmo rio e foram projetados conjuntamente para funcionarem como um projeto integrado que constitua, coletivamente, a capacidade de geração da usina energética combinada; • A vazão de água entre os vários | | |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|------|------|---|----------------------|-----------------|
| | | | <p>reservatórios não é utilizada por nenhuma outra unidade hidrelétrica não pertencente à atividade de projeto;</p> <ul style="list-style-type: none"> • A capacidade instalada total das usinas, acionadas por meio da água dos reservatórios com uma densidade energética inferior a 4 W/m², é menor que 15 MW; • A capacidade instalada total das usinas, acionadas por meio da água de reservatórios com uma densidade energética inferior a 4 W/m², é de menos de 10% da capacidade instalada total da atividade de projeto de vários reservatórios. <p>Não aplicável, a atividade de projeto não é uma usina hidrelétrica.</p> <p>A metodologia não se aplica aos seguintes termos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Atividades de projetos que envolvam substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade de projeto, dado que neste caso a linha de base pode ser o uso contínuo de combustíveis fósseis no local; <p>A atividade de projeto não envolve substituição de combustível fóssil por energia renovável, mas corresponde a um projeto tipo Greenfield.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Usinas energéticas a biomassa; | | |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|------|------|--|----------------------|-----------------|
| | | | <p>A atividade de projeto não corresponde a uma usina de biomassa. Antes é formada por duas usinas eólicas.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Uma usina hidrelétrica que resulte na criação de um novo reservatório único, ou no aumento de um reservatório único existente onde a densidade energética do reservatório seja de menos de 4 W/m². <p>A atividade de projeto não é uma usina hidrelétrica.</p> <p>No caso de modernizações (retrofit), substituições ou adições de capacidade, esta metodologia somente é aplicável se o cenário de linha de base mais plausível, resultante da identificação do cenário da linha de base, for a "continuação da situação atual, ou seja, usar o equipamento de geração energética que já estava em uso antes da implementação da atividade de projeto e realizar a manutenção normal.</p> <p>Esta condição não é aplicável. As usinas eólicas são do tipo Greenfield /6/.</p> <p>A "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" é utilizada para calcular o fator de emissão da rede. Conforme descrito na ferramenta, é possível aplicá-la para estimar a OM, a BM e/ou a CM ao calcular emissões de linha de base para um projeto que substitua eletricidade da rede, ou seja, onde uma atividade de projeto</p> | | |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final | |
|---------------------------------|---|--------------|---|--|-----------------|-----------|
| | | | <p>forneça eletricidade para uma rede ou para uma atividade de projeto que resulte em economia de eletricidade que poderia ter sido fornecida pela rede (por exemplo, projetos de eficiência energética no lado da demanda). Confirma-se, através das licenças ambiental e energética /6/ /7/, que a atividade de projeto fornecerá eletricidade para o sistema interligado nacional (SIN), o que confirma a aplicabilidade da ferramenta. Os valores usados na atividade de projeto são fornecidos pela AND do Brasil.</p> | | | |
| B.2.2. | A linha de base selecionada é uma das linhas de base descritas na metodologia, confirmando assim a aplicabilidade da metodologia? | /1/ /5/ /13/ | DR/I | De acordo com a metodologia aprovada aplicada ACM0002, o cenário da linha de base é "Eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto que, de outra forma, teria sido gerada pela operação de usinas energéticas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico". Dado que a linha de base é definida pela metodologia aprovada, não é necessária nenhuma análise posterior. | | OK |
| B.3. Limite do projeto | | | | | | |
| B.3.1. | O limite do projeto é claramente definido e está de acordo com a metodologia aplicada? | /1/ /5/ /12/ | DR/I | Sim. O limite do projeto proposto (extensão espacial) abrange os locais físico-geográficos das fontes geradoras de energia renovável (Joana e Emiliana) e todas as usinas ligadas fisicamente à Rede Interligada Brasileira. | | OK |
| B.3.2. | Quais são os limites do sistema do projeto (componentes e instalações usados para mitigar os GEEs)? | /1/ /5/ /12/ | DR/I | Ver a seção B.3.1. | | OK |
| B.3.3. | Quais fontes são identificadas pelo projeto? O limite do projeto identificado abrange todas as | /1/ /5/ /12/ | DR/I | De acordo com a metodologia, as emissões do projeto são iguais a zero. As emissões da linha de base são as emissões de CO ₂ pela | | OK |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---|--|------|--|----------------------|-----------------|
| possíveis fontes ligadas à atividade de projeto? | | | geração de eletricidade em usinas a combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade de projeto. | | |
| B.3.4. O projeto envolve outras fontes de emissões não previstas pelas metodologias que podem questionar a aplicabilidade da metodologia? Essas fontes contribuem em até mais de 1% das reduções de emissões estimadas do projeto? | /1/ /5/ /6/ /12/ | DR/I | As fontes de emissões que não são tratadas pela metodologia aplicada e das quais se prevê contribuir com mais de 1% das reduções de emissões médias totais anuais previstas não foram identificadas /6/. | | OK |
| B.4. Identificação do cenário da linha de base | | | | | |
| B.4.1. Quais cenários de linha de base foram identificados? A lista de cenários de linha de base está completa? | /1/ /5/ /12/ | DR/I | De acordo com a metodologia aprovada aplicada ACM0002, o cenário da linha de base é "Eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto que, de outra forma, teria sido gerada pela operação de usinas energéticas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico". Dado que a linha de base é definida pela metodologia aprovada, não é necessária nenhuma análise posterior. | | OK |
| B.4.2. Como os outros cenários de linha de base foram eliminados a fim de se determinar a linha de base? | /1/ /5/ /12/ | DR/I | Ver a seção B.4.1 | | OK |
| B.4.3. Qual é o cenário da linha de base? A determinação do cenário da linha de base está em consonância com a orientação da metodologia? | /1/ /5/ /12/ | DR/I | Ver a seção B.4.1 | | OK |
| B.4.4. O cenário da linha de base foi determinado utilizando-se pressupostos conservadores? O cenário da linha de base leva em suficiente consideração políticas nacionais e/ou setoriais relevantes, tendências macroeconômicas e aspirações políticas? | /1/ /5/ /7/ /13/ /16/ /22/ /28/ | DR/I | As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO ₂ pela geração de eletricidade em usinas a combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade de projeto. A metodologia presume que toda a geração de eletricidade pelo projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por usinas existentes ligadas à rede e pela adição de novas usinas ligadas à rede. | | OK |

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|--|--|-------------|-------|---|----------------------|-----------------|
| | | | | <p>O fator de emissão é fornecido pela AND do Brasil /15/.</p> <p>As evidências da energia entregue para a rede e do fator de carga da usina não foram fornecidas de acordo com as Diretrizes para informação e validação dos fatores de carga da usina. A geração de energia informada no DCP não condiz com as aprovadas pela ANEEL e pelo MME nas resoluções 170 e 176 de 21/03/2012 /7/, a qual é o mesmo valor apresentado nos resultados do leilão (data de início) /26/.</p> | CAR-5 | |
| B.5. Determinação da adicionalidade | | | | | | |
| B.5.1. | Que ferramenta é usada pelo projeto para avaliar a adicionalidade? Ela está de acordo com a metodologia? | /1/ /13/ | DR/CC | <p>Na versão 1 do DCP, os participantes do projeto forneceram a avaliação da adicionalidade de acordo com a "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade", versão 05.2.</p> <p>Durante a preparação do DCP e/ou o processo de validação, a metodologia ACM0002 foi atualizada para a versão 12.3.0 de 02/03/2012 (as solicitações de registro podem ser enviadas até 11/01/2013), e posteriormente para a versão 13.0.0 (válida a partir de 11/05/2012 em diante). As ferramentas serão atualizadas para suas versões mais recentes.</p> | CAR-4 | OK |
| B.5.2. | Em que a adicionalidade do projeto se baseia principalmente? | /1/ /18/ | DR/CC | A adicionalidade do projeto, apresentada no DCP versão 1, é baseada na análise de investimentos, com base nas "Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos", versão 05, de 15/07/2011 /18/. | | OK |

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|---|---------------------|-------|---|----------------------|-----------------|
| B.5.3. | Consideração prévia do MDL | | | | | |
| B.5.3.1. | Qual é a data de início da atividade de projeto proposta? | /1/ /16/ /26/ | DR/CC | <p>A data de início do projeto foi definida como 17/08/2011 no DCP publicado, referindo-se à data do 12º Leilão de Energia Nova, quando o projeto foi aprovado para assinar um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) /26/.</p> <p>A data de início apresentada no DCP versão 1 não está de acordo com o Glossário de termos do MDL, versão 5, /16/: A data de início de uma atividade de projeto MDL é a <i>data mais antiga na qual a implementação, ou construção, ou atividade efetiva de uma atividade de projeto tem início.... Em vista da definição acima, a data de início deve ser considerada como a data na qual o participante do projeto comprometeu-se com os gastos relacionados à implementação ou à implementação da atividade de projeto.</i> Além disso, as seguintes questões devem ser tratadas no DCP:</p> <ul style="list-style-type: none"> - deve ser fornecido um cronograma de implementação do projeto; - de acordo com a versão mais recente das "Orientações de preenchimento do documento de concepção de projeto (MDL-DCP) e do formulário para novas metodologias propostas (MDL - NM)", na seção C.1.1 do DCP, deve estar descrito como essa data foi determinada, e haver (menção de) evidência que corrobore essa data. | CAR-6 | OK |
| B.5.3.2. | Qual é a evidência de consideração séria do MDL antes do momento da decisão de seguir com a atividade de projeto? | /1/ /17//22/ | DR/CC | <p>O PP enviou a notificação para a UNFCCC e para a AND brasileira em 20/12/2011 /22/.</p> <p>A conformidade com as Diretrizes acerca da</p> | CAR-6 | OK |

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|--|--------------------|-------|---|----------------------|-----------------|
| | | | | demonstração e avaliação, e da consideração prévia do MDL /17/ está pendente devido à confirmação da data de início do projeto (consultar a CAR 6 acima). | | |
| B.5.3.3. | Que iniciativas foram tomadas pelos participantes do projeto da data de início da atividade de projeto até o início da validação, paralelamente à implementação física da atividade de projeto? | /1/ /22/ | DR/CC | Não aplicável. A data de início é posterior a agosto de 2008. O PP enviou a consideração prévia para a AND do Brasil e à UNFCCC. | | OK |
| B.5.3.4. | O cronograma do projeto confirma a adoção de ações contínuas paralelamente à implementação para garantir o status de MDL? | /1/ /22/ | DR/CC | Ver a seção B.5.3.3. | | OK |
| B.5.4. | Análise de investimentos | | | | | |
| B.5.4.1. | Qual é o método de análise utilizado para determinar se a atividade de projeto proposta não é (a) a mais atraente do ponto de vista econômico ou financeiro; ou (b) viável do ponto de vista econômico ou financeiro, sem a receita da venda de reduções certificadas de emissões? | /1/ /3/ /18/ | DR/CC | <p>O desenvolvedor do projeto decidiu aplicar o método da análise de benchmark, tendo identificado a TIR sobre o capital como o indicador financeiro mais adequado. A Ferramenta de Adicionalidade recomenda um indicador econômico/financeiro como a TIR, para demonstrar a adicionalidade por meio da análise de benchmark. O PP decidiu-se pela TIR sobre o capital como o indicador financeiro. A RINA considera que a análise de benchmark e a TIR do projeto são um indicador adequado devido aos seguintes fatores:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. O projeto gera receita pela venda de eletricidade, pelo que uma análise de custos simples não se aplica. 2. A alternativa da atividade de projeto é o fornecimento de eletricidade da rede, pelo que a análise de comparação de investimentos não é apropriada. 3. A TIR sobre o capital é um dos indicadores financeiros mais comumente utilizados para identificar se um projeto é atrativo ou não. | | OK |

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|---|--|-------|---|----------------------|-----------------|
| B.5.4.2. | Qual é o indicador financeiro utilizado? | /1/ /3/ /18/ /35/ | DR/CC | Dado que o Banco Central do Brasil não tem previsões de inflação ou metas de juros para o longo prazo, os PPs utilizaram uma taxa de inflação média de 4,57% prevista para os próximos cinco anos após o início da atividade de projeto, publicada pelo FMI (International Monetary Fund World Economic Outlook), (período previsto = 2012 a 2016). A RINA consultou o site do FMI na internet e confirmou a taxa de inflação prevista de 4,57% (período 2012-2016) /35/. | | OK |
| B.5.4.3. | O cálculo do imposto de renda levou a depreciação em conta? O ano de depreciação é consoante à prática contábil normal do País anfitrião? | /1/ /3/ /18/ | DR/CC | Os participantes do projeto não incluíram a depreciação na planilha de cálculos financeiros, porém não existe impacto nos cálculos do imposto de renda porque os participantes do projeto optaram pelo Sistema de Lucro Presumido, pelo qual o imposto de renda e a contribuição social são calculados sobre as vendas brutas e não sobre o lucro. | | OK |
| B.5.4.4. | O período da análise de investimentos e o tempo de operação do projeto são realistas? O valor de salvados foi levado em conta? Há retorno no capital de giro no último ano da operação? | /1/ /3/ /18/ | DR/CC | O PP não forneceu as evidências/suporte para a vida útil do ativo, nem a base do valor terminal do ativo. | CAR-7 | OK |
| B.5.4.5. | Verificação cruzada dos principais parâmetros usados na análise financeira: geração de eletricidade, tarifa de eletricidade, custos do investimento, custos de operação e manutenção, impostos, demais custos. Os principais parâmetros podem ser modificados para as diferentes categorias de projetos. | /1/ /3/ /8/ /9/ /18/ /26/ /31/ /32/ /33/ /34/ | DR/CC | A verificação cruzada dos principais parâmetros está descrita a seguir: Parâmetros básicos: * <u>Vida útil operacional</u> : 20 anos; <u>data de início de operações prevista</u> : 01/01/2014: Verificou-se, na Resolução nº 197 do MME, de 01/04/2011 /32/, que a geração de eletricidade das usinas eólicas contratadas no Leilão A-3 ocorrerá de 01/01/2014 a 31/12/2033 (20 anos). * <u>Taxa de câmbio US\$/Euro</u> : 1,443 USD/Euro | | OK |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|------|------|--|---|-----------------|
| | | | <p>e <u>Taxa de câmbio R\$/US\$</u>: 1,585 BRL/USD: taxa de câmbio confirmada com base em fonte oficial em 17/08/2011 /31/.</p> <p><u>Geração de eletricidade</u></p> <p>* <u>Total de eletricidade líquida gerada para venda</u>: 232.227,0 MWh/ano.</p> <p>As evidências da energia entregue para a rede e do fator de carga da usina não foram fornecidas de acordo com as Diretrizes para informação e validação dos fatores de carga da usina. A geração de energia informada no DCP não condiz com as aprovadas pela ANEEL e pelo MME nas resoluções 170 e 176 de 21/03/2012 /7/, a qual é o mesmo valor apresentado nos resultados do leilão (data de início) /26/.</p> <p>* <u>Capacidade instalada</u>: 56,40 MW</p> <p>A capacidade instalada descrita no DCP versão 1 (Joana: 28,2 e Emiliana: 28,2 MW) não condiz com a capacidade instalada considerando a descrição dos equipamentos no DCP versão 1 (turbinas de 2.300 KW) e o número de turbinas de cada parque (12). De acordo com a metodologia: “A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma unidade energética é a capacidade, expressa em Watts ou em um de seus múltiplos, para qual a unidade energética foi projetada para operar em condições nominais. A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma usina energética é a soma das capacidades instaladas de geração de eletricidade de suas unidades energéticas”. Além disso, a</p> | <p>CAR-5</p> <p>CAR-4</p> | |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|------|------|--|---|-----------------|
| | | | <p>capacidade instalada descrita na licença ambiental prévia nº 278 de 31/05/2011 e nos documentos da ANEEL /7/ não condiz com os valores apresentados no DCP versão 1.</p> <p><u>Receita - geração de eletricidade:</u></p> <p>* <u>Mercado regulamentado por tarifa (2014-2033):</u> 62,15 USD/MWh: Confirmou-se, no site da CCEE na internet, que os preços da energia são de 98,51 para Joana e 98,50 BRL/MW para Emiliana. Por simplificação, toma-se o valor de tarifa mais elevado para os projetos das três usinas, o que é conservador. Valores convertidos para USD. Os preços da energia estão disponibilizados ao público no site da CCEE na internet /26/.</p> <p>* <u>Mercado PPA não-regulado (2014-2018) e mercado SPOT não-regulado por tarifa (2014-2033):</u></p> <p>A planilha financeira descreve o valor da tarifa de energia no mercado regulado, no mercado não-regulado PPA, e no mercado não-regulado SPOT. Entretanto, o PP não forneceu evidências do montante de energia a ser vendido em cada mercado e dos preços da energia no mercado não-regulado. Além disso, algumas partes da planilha financeira não foram apresentados na língua inglesa (por exemplo, a planilha "Indicadores financeiros", coluna E).</p> <p><u>Investimento- (total de custos de capital)</u></p> <p>*<u>Investimento total:</u> O investimento total é de BRL 265.766.400, convertido para USD 167.678.139 (BRL 135.093.600,00 Emiliana +</p> | <p>CAR 8</p> <p>CAR 9</p> | |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|------|------|--|----------------------|-----------------|
| | | | <p>130.672.800,00 Joana), podendo ser confirmado nos resultados do leilão de energia, disponíveis para consulta no site da CCEE na internet /26/. Isso inclui os custos das usinas e o custo de ligação e de transmissão /8/ /9/.</p> <p>O PP deverá explicar (elaborar) o porquê de haver pagamento de aluguel pela área quando há custo de aquisição da área incluído no custo do investimento.</p> <p>* <u>% de débito e % de capital</u>: Conforme estabelecido na diretriz 18 das "Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos" (versão 5) /18/, 50% do débito e 50% do financiamento de capital foram presumidos como padrão.</p> <p>* <u>Anos do prazo</u>: 14;</p> <p>* <u>Custo financeiro</u>: 6 %;</p> <p>* <u>Tarifa básica do BNDES</u>: 0,90 %;</p> <p>* <u>Crédito prêmio de risco</u>: 3,57 %;</p> <p>* <u>Taxa de juros (p.a.)</u>: 10.47% (calculada de acordo com os pressupostos acima);</p> <p>* <u>Juros mensais</u>: 0.87% (calculados de acordo com os pressupostos acima: Taxa de juros anual dividida por 12 meses);</p> <p>* <u>Mens. PMT-pagamento de empréstimo</u>: USD 952.922 (calculado de acordo com os pressupostos acima).</p> <p>A RINA avaliou e confirmou todos os valores no site do BNDES na internet /34/.</p> <p><u>Custos e despesas operacionais:</u></p> | CAR-10 | |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---|--------------------|-------|--|----------------------|-----------------|
| | | | <p>O PP não forneceu evidências do hedge de energia, dos custos e despesas operacionais, e das taxas (TUST; TSFEE; ONS; CCEE) usadas na planilha financeira. O documento “Assumptions for financial valuation Curva dos Ventos.pdf” não fornece a fonte e as evidências das informações e dos valores apresentados na planilha.</p> <p>Impostos: * <u>PIS COFINS</u>: taxa acumulada de 3,65% da receita aplicável sob o Sistema de Lucro Presumido. * <u>Alíquota do imposto de renda (IRS)</u>: 2,00% (Imposto de renda: 25% de 8% (<i>Lucro presumido</i>)). * <u>Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL)</u>: 1,08% (CSLL: 9% de 12%). A RINA confirmou que os impostos aplicados estão em consonância com a regulamentação brasileira: Leis 10.637/2002 e 9.718/1998 /35/.</p> | | |
| B.5.4.6. Análise de sensibilidade: os parâmetros básicos que contribuíram com mais de 20% da receita/custos durante a operação ou implementação foram identificados? | /1/ /3/ /18/ | DR/CC | O PP deve apresentar todas as informações de variação de parâmetros (sensibilidade) para alcançar o benchmark do projeto e justificar a probabilidade de sua ocorrência. | CAR-11 | OK |
| B.5.4.7. Análise de sensibilidade: o raio de variações é razoável na atividade de projeto? Os principais parâmetros podem ser modificados para as diferentes categorias de projetos. | /1/ /3/ /18/ | DR/CC | Ver a seção B.5.4.6 acima | CAR-11 | OK |
| B.5.4.8. Os parâmetros básicos foram variados para alcançar o benchmark, e a probabilidade de sua ocorrência foram justificados? | /1/ /3/ /18/ | DR/CC | Ver a seção B.5.4.6 acima | CAR-11 | OK |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|--|------|-------|--|----------------------|-----------------|
| B.5.5. Análise de barreiras | | | | | |
| B.5.5.1. As barreiras estão identificadas complementarmente a uma potencial análise de investimentos? | /1/ | DR | Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos. | | OK |
| B.5.5.2. Como as barreiras ao investimento foram avaliadas e consideradas reais? Como o MDL alivia as barreiras ao investimento? | /1/ | DR | Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos. | | OK |
| B.5.5.3. A atividade de projeto é impedida pelas barreiras ao investimento e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade de projeto é viável sob as mesmas circunstâncias? | /1/ | DR | Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos. | | OK |
| B.5.5.4. Como as barreiras tecnológicas foram avaliadas e consideradas reais? Como o MDL alivia as barreiras tecnológicas? | /1/ | DR | Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos. | | OK |
| B.5.5.5. A atividade de projeto é impedida pelas barreiras tecnológicas e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade de projeto é viável sob as mesmas circunstâncias? | /1/ | DR | Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos. | | OK |
| B.5.5.6. Como as barreiras devido à prática prevalecente foram avaliadas e consideradas reais? Como o MDL alivia as barreiras devido à prática prevalecente? | /1/ | DR | Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos. | | OK |
| B.5.5.7. A atividade de projeto é impedida pelas barreiras devido à prática prevalecente e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade de projeto é viável sob as mesmas circunstâncias? | /1/ | DR | Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos. | | OK |
| B.5.5.8. Como as outras barreiras foram avaliadas e consideradas reais? Como o MDL alivia as outras barreiras? | /1/ | DR | Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos. | | OK |
| B.5.5.9. A atividade de projeto é impedida pelas outras barreiras e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade de projeto é viável sob as mesmas circunstâncias? | /1/ | DR | Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos. | | OK |
| B.5.6. Análise de práticas comuns | | | | | |
| B.5.6.1. Quais são os escopos geográficos e tecnológicos da | /1/ | DR/CC | O PP não seguiu as etapas da ferramenta de | CAR-12 | OK |

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|--|--|---|-------|---|--|-----------------|
| | análise de práticas comuns? | /14/ | | adicionalidade para a análise de práticas comuns. O PP não forneceu a avaliação das etapas: "Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposto" e "Sub-passo 4b: Discutir quaisquer Opções similares que estejam ocorrendo". | | |
| B.5.6.2. | Quantos projetos similares não-MDL existem na região dentro do escopo do projeto? | /1/ /13/ | DR/CC | Ver a seção B.5.6.1. | CAR 12 | OK |
| B.5.6.3. | Como foram avaliadas possíveis diferenças essenciais entre a atividade de projeto e as atividades similares? | /1/ /13/ | DR/CC | Ver a seção B.5.6.1. | CAR 12 | OK |
| B.5.6.4. | Quais são as fontes (ou fonte) de dados usadas na análise de práticas comuns? | /1/ /13/ | DR/CC | Ver a seção B.5.6.1. | CAR 12 | OK |
| B.5.7. Conclusão da avaliação da adicionalidade | | | | | | |
| B.5.7.1. | Qual é a conclusão relacionada à adicionalidade da atividade de projeto? | /1/ | DR/CC | São necessárias informações adicionais para concluir a adicionalidade da atividade de projeto. | CAR 7 CAR 8 CAR 9 CAR 10 CAR 11 CAR 12 | OK |
| B.6. Cálculo das reduções de emissões de GEE | | | | | | |
| B.6.1. Emissões da linha de base | | | | | | |
| B.6.1.1. | Os cálculos são documentados de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente? | /1/ /12/ /14/ /15/ /26/ /27/ | DR/CC | Em consonância com a metodologia aplicada, as emissões da linha de base são calculadas da seguinte forma: $BE_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y}$ <p>Onde: BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂) $EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto no ano y (MWh) $EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ na margem combinada para a geração de eletricidade ligada à rede no ano y, calculada</p> | | OK |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|------|------|---|----------------------|-----------------|
| | | | <p>utilizando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh)</p> <p><u>Cálculo de $EG_{P,J,y}$</u></p> <p>(a) Usinas de energia renovável tipo Greenfield</p> <p>Se a atividade de projeto consistir na instalação de uma nova usina/unidade de energia renovável ligada à rede em um local em que não haviam usinas de energia renovável em operação antes da implementação da atividade de projeto, então:</p> $EG_{P,J,y} = EG_{facility,y}$ <p>Onde: $EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela usina/unidade para a rede no ano y (MWh).</p> <p>As evidências da energia entregue para a rede e do fator de carga da usina não foram fornecidas de acordo com as Diretrizes para informação e validação dos fatores de carga da usina. A geração de energia informada no DCP não condiz com as aprovadas pela ANEEL e pelo MME nas resoluções 170 e 176 de 21/03/2012 /7/, a qual é o mesmo valor apresentado nos resultados do leilão (data de início) /26/.</p> <p>Para $EF_{grid,CM,y}$ o PP usou a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” (tCO₂/MWh), usando os dados disponibilizados pela AND brasileira,</p> | CAR 4 | |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|------|------|--|----------------------|-----------------|
| | | | <p>considerando o Sistema Interligado Nacional (SIN) e a análise dos dados do despacho.</p> <p>Para a margem de operação ($EF_{grid,OM-DD,y}$) o PP utilizou o valor disponibilizado pela AND do Brasil para o ano de 2010 (estimativa ex-ante) /15/, o qual será atualizado durante a verificação (período de coleta de dados expost) = 0,4786 tCO₂/MWh. A estimativa considerou os dados mais conservadores disponibilizados pela AND do Brasil (média mensal).</p> <p>Para a Margem de Construção ($EF_{grid,BM,y}$), o PP escolheu o período de coleta de dados <i>ex-ante</i>. A RINA confirmou o valor aplicado pelo PP para o ano de 2010, em conformidade com os dados disponibilizados pela AND do Brasil (disponíveis ao público). A RINA confirmou, no site da AND na internet, que o PP utilizou as informações mais recentes disponíveis no momento da submissão do MDL-DCP para validação da EOD = 0,1404 tCO₂/MWh /15/.</p> <p>O fator de emissão combinado ($EF_{grid,CM,y}$)</p> $EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} * w_{OM} + EF_{grid,BM,y} * w_{BM}$ <p>Onde:</p> <p>$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ na margem de construção no ano y (tCO₂/MWh)</p> <p>$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ na margem de operação no ano y (tCO₂/MWh)</p> <p>w_{OM} = Ponderação do fator de emissão da margem de operação (%)</p> <p>w_{BM} = Ponderação do fator de emissão da margem de construção (%)</p> | | |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|--|-----------------------------|-------|--|----------------------|-----------------|
| | | | Os valores padrão usados em w_{OM} (=0,75%) e w_{BM} (=0,25%) no DCP estão em conformidade com a ferramenta, resultando em $EF_{grid,CM,y} = 0,3941$ tCO ₂ /MWh. | | |
| B.6.1.2. Foram utilizados pressupostos conservadores no cálculo das emissões da linha de base e as estimativas de incertezas foram tratadas de acordo? | /1/ /12/ /14/ /15/ | DR/CC | Ver a seção B.6.1.1 acima. | CAR 5 | OK |
| B.6.2. Emissões do projeto | | | | | |
| B.6.2.1. Os cálculos são documentados de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente? | /1/ /12/ | DR/CC | As emissões de projeto não são aplicáveis à atividade de projeto. | | OK |
| B.6.2.2. Foram utilizados pressupostos conservadores no cálculo das emissões de projeto e as estimativas de incertezas foram tratadas de acordo? | /1/ /12/ | DR/CC | As emissões de projeto não são aplicáveis à atividade de projeto. | | OK |
| B.6.3. Fugas | | | | | |
| B.6.3.1. Os cálculos são documentados de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente? | /1/ /12/ | DR | As fugas não precisam ser consideradas, conforme definido pela metodologia de linha de base aplicada. | | OK |
| B.6.3.2. Foram utilizados pressupostos conservadores no cálculo das fugas e as estimativas de incertezas foram tratadas de acordo? | /1/ /12/ | DR | Ver a seção B.6.3.1 acima. | | OK |
| B.6.4. Reduções de emissões | | | | | |
| B.6.4.1. A metodologia foi corretamente aplicada para calcular as reduções de emissões e isto pode ser replicado pelos dados fornecidos no DCP e nos arquivos de suporte a serem submetidos ao registro? | /1/ /2/ /12/ | DR/CC | Em consonância com a metodologia aplicada, as reduções de emissões são calculadas da seguinte forma: $ER_y = BE_y - PE_y$ Como $PE_y = 0$, $ER_y = BE_y$, portanto, $ER_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y}$ Consultar a CAR 5 para a estimativa ex-ante de BE_y . | CAR 5 | OK |
| B.6.5. Dados e parâmetros disponíveis na validação e que não são monitorados | | | | | |
| B.6.5.1. Como os parâmetros disponíveis na validação foram | /1/ | DR/CC | O parâmetro definido ex-ante é: | | OK |

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|--|---|-------------|-------|--|----------------------|-----------------|
| | verificados? | /15/ | | <p>$EF_{grid,BM,y}$: Fator de emissão de CO₂ na margem de construção no ano y: 0,1404 tCO₂/MWh /15/.</p> <p>A RINA confirmou o valor aplicado pelo PP para o ano de 2010, em conformidade com os dados fornecidos pela AND brasileira (disponibilizados). A RINA confirmou, pelo site da AND na internet, que o PP usou as informações mais recentes disponíveis no momento do envio do MDL-DCP para a validação da EOD.</p> | | |
| B.7. Plano de monitoramento | | | | | | |
| B.7.1. Dados e parâmetros monitorados | | | | | | |
| B.7.1.1. | O plano de monitoramento descrito no DCP está de acordo com a orientação da metodologia? | /1/ | DR/CC | Consultar a seção B.7.1.2 abaixo. | CL-5 | OK |
| B.7.1.2. | O plano de monitoramento contém todos os parâmetros necessários e estes estão descritos claramente? | /1/ /23/ | DR/CC | <p>De acordo com o DCP publicado, os parâmetros a seguir foram mencionados como a serem monitorados:</p> <p>* $EG_{facility,y}$ - Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela usina/unidade para a rede no ano y (MWh/ano);</p> <p>* $EG_{PJ,h}$ - Eletricidade deslocada pela atividade de projeto na hora h do ano y (MWh);</p> <p>* $EF_{EL,DD,h}$ - Fator de emissão de CO₂ para unidades de energia da rede no topo da ordem do despacho na hora h do ano y (tCO₂/MWh).</p> <p>Não está clara (PDD B.7.1) a inclusão do parâmetro $EG_{PJ,h}$ como um parâmetro a ser monitorado, dado que ele não é mencionado na ACM0002 versão 12.2.0.</p> | CL-5 | OK |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---|------------------------------|-------|--|----------------------|-----------------|
| | | | <p>Cálculo <i>ex-post</i> das reduções de emissões O fator de emissões da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$) será calculado <i>ex-post</i> usando os fatores de emissão de CO₂ para a margem de construção definidos <i>ex-ante</i>, e para a margem de operação, fornecidos pela AND brasileira. Os fatores de emissão de CO₂ para a margem de construção e a margem de operação da geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) são calculados, de acordo com a análise dos dados do despacho, a partir dos registros de geração das usinas despachadas de maneira centralizada, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em consonância com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.</p> | | |
| <p>B.7.1.3. Os equipamentos de medição foram descritos? A precisão dos equipamentos de medição foi analisada e considerada apropriada? Os requisitos para manutenção e calibração dos equipamentos de medição foram descritos e considerados apropriados?</p> | <p>/1/ /23/</p> | DR/CC | <p>A energia entregue à rede será mensurada por meio de medidores de eletricidade em conformidade com os padrões nacionais. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são responsáveis pela definição dos requisitos técnicos das medições de energia para fins de faturamento.</p> <p>Os medidores (principal e backup) terão uma classe de precisão de 0,2%.</p> <p>A calibração será realizada em um período máximo de dois anos.</p> <p>$EF_{EL,DD,h}$ será calculado utilizando os dados fornecidos pela AND brasileira.</p> | | OK |
| <p>B.7.1.4. A frequência de monitoramento é adequada para todos os parâmetros de monitoramento? Ela está consoante com a metodologia de monitoramento?</p> | <p>/1/ /15/ /23/</p> | DR/CC | <p>Serão seguidos os procedimentos do ONS. Os dados de energia serão medidos a cada cinco minutos (completos) de maneira contínua e registrados para o monitoramento do MDL em um intervalo no mínimo mensal.</p> | | OK |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---|---------------------|-------------|---|----------------------|-----------------|
| | | | <p>$EF_{EL,DD,h}$ será atualizado utilizando os dados fornecidos pela AND brasileira. Segundo o plano de monitoramento, o monitoramento é descrito na seção B.6.1 em concordância com a ferramenta: O fator de emissão da margem de operação $EF_{grid,OMr}$ será calculado <i>ex post</i>, determinado para o ano em que a atividade de projeto desloca eletricidade da rede. A atualização será anual durante o período de obtenção de créditos, conforme os fatores de emissões fornecidos pela AND do Brasil para cada ano.</p> | | |
| B.7.1.5. A frequência de monitoramento é adequada para todos os parâmetros de monitoramento? Ela está consoante com a metodologia de monitoramento? | /1/ /15/ /23/ | DR/CC | Ver a seção B.7.1.4 acima. | | OK |
| B.7.2. Monitoramento dos indicadores de desenvolvimento sustentável/impactos ambientais | | | | | |
| B.7.2.1. O monitoramento dos indicadores de desenvolvimento sustentável e dos impactos ambientais é assegurado pela legislação do país anfitrião? | /1/ /6/ | DR/I/C C | Os impactos ambientais e sociais da atividade de projeto foram analisados pela agência do meio ambiente no momento da emissão da licença ambiental /6/. | | OK |
| B.7.2.2. O plano de monitoramento dispõe sobre a coleta e o arquivamento de dados relevantes concernentes aos impactos ambiental, social e econômico? | /1/ /6/ | DR/I/C C | Ver a seção B.7.2.1. | | OK |
| B.7.2.3. Os indicadores de desenvolvimento sustentável estão de acordo com as prioridades nacionais estabelecidas no país anfitrião? | /1/ /6/ | DR/I/C C | Ver a seção B.7.2.1. | | OK |
| B.7.3. Gerenciamento, garantia da qualidade e controle da qualidade | | | | | |
| B.7.3.1. Como se deu a avaliação de que os ajustes de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis na concepção do projeto? | /1/ /23/ | DR | Sim, o monitoramento da atividade de projeto seguirá os padrões nacionais determinados pelo ONS e pela CCEE. | | OK |
| B.7.3.2. Os procedimentos para controle diário dos registros | /1/ | DR | Serão seguidos os procedimentos do ONS. | | OK |

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|--|---|-------------|-------|--|----------------------|-----------------|
| | (tais como registros a serem mantidos, área de armazenamento dos registros e forma de processamento da documentação sobre o desempenho) estão identificados? | /23/ | | Os dados de energia serão medidos a cada cinco minutos (completos) de maneira contínua e registrados para o monitoramento do MDL em um intervalo no mínimo mensal. | | |
| B.7.3.3. | O gerenciamento de dados e o gerenciamento dos procedimentos de garantia da qualidade e do controle da qualidade são suficientes para assegurar que as reduções de emissões alcançadas por/resultantes do projeto poderão ser relatadas <i>ex post</i> e verificadas? | /1/ /23/ | DR | Os procedimentos de CQ/GQ indicados estão consoantes com a metodologia aplicada. A eletricidade fornecida para a rede será monitorada por medidores de energia eletrônicos calibrados (classe de precisão de 0,2%). Os dados dos medidores passarão por verificação cruzada com as notas fiscais das vendas de energia ou com o banco de dados da CCEE. | | OK |
| B.7.3.4. | Todos os dados monitorados requeridos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou última emissão de RCEs, o que vier por último? | /1/ | DR | Os dados ficarão guardados por um período mínimo de dois anos após o final do último período de obtenção de créditos, em conformidade com a metodologia aplicada. | | OK |
| C. Duração da atividade de projeto e do período de obtenção de créditos | | | | | | |
| C.1. Data de início da atividade de projeto | | | | | | |
| C.1.1. | Qual é a data de início prevista para a atividade de projeto e como ela foi determinada? Quando ocorreu a primeira atividade de construção? | /1/ | DR | Ver a seção B.5.3.1 | CAR-5 | OK |
| C.1.2. | Qual é o tempo de vida útil operacional prevista da atividade de projeto? Esse tempo é considerado razoável? | /1/ | DR | A vida útil operacional prevista do projeto está definida, no DCP publicado versão 1), como 20 anos (0 meses). O PP foi solicitado a prover evidências da vida útil média dos equipamentos (com base nas especificações do fabricante claramente identificadas/nomeadas e/ou nos padrões da indústria) que serão usadas na atividade de projeto. | CL-5 | OK |
| C.2. Data de início do período de obtenção de créditos | | | | | | |
| C.2.1. | Qual é a data de início prevista do período de obtenção de créditos da atividade de projeto | /1/ | DR/CC | De acordo com o DCP publicado (versão 1), foi escolhido um período de obtenção de | | OK |

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|---|-------------------|-------|--|----------------------|-----------------|
| | proposta? | | | créditos renovável de 7 anos (podendo ser renovado duas vezes), com início em 01/01/2014. | | |
| C.2.2. | Qual é a duração do período de obtenção de créditos? Ele está claramente definido e é considerado razoável? | /1/ | DR/CC | De acordo com o DCP publicado (versão 1), foi escolhido um período de obtenção de créditos renovável de 7 anos, com início em 01/01/2014, ou a data de registro, o que vier por último. | | OK |
| D. Impacto ambiental | | | | | | |
| D.1.1. | Foi realizada uma análise dos impactos ambientais da atividade de projeto? Ela está clara e suficientemente descrita no DCP? | /1/ /6/ /7/ | DR/CC | Os aspectos ambientais da atividade de projeto (inclusive o EIA) foram analisados pela agência do meio ambiente quando esta emitiu as licenças. Na época da visita ao local, o Projeto tinha a licença do local nº 278 emitida pelo INEMA - Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos em 30/12/2011, válida até 31/05/2016 e mencionando uma capacidade instalada de 99 MW, sendo: Joana = 48 MW (16 unidades de 3 MW) e Emiliana = 51 MW (17 unidades de 3 MW) /6/. Licenças da ANEEL: <ul style="list-style-type: none"> • Despacho nº 3.054 de 26/07/2011 – Registro do estudo de implementação do projeto, com uma capacidade instalada total de 52.800 kW (Emiliana = 27.200 kW, com 17 unidades de of 1.600 kW e Joana = 25.600 kW, com 16 unidades de 1.600 kW). • Resolução nº 170 de 22/03/2012 - Autorizando o estabelecimento da Enel Green Power Joana Eólica S.A. como produtor de energia independente através da implementação da usina de energia eólica denominada EOL Joana. Descreve | | OK |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|--|-------------------|-------|--|----------------------|-----------------|
| | | | <p>a capacidade instalada de 25.600 kW (16 unidades de 1.600 kW) e a média de energia assegurada de 12.200 kW;</p> <ul style="list-style-type: none"> Resolução nº 176 de 22/03/2012- Autorizando o estabelecimento da Enel Green Power Emiliana Eólica S.A. como produtor de energia independente através da implementação da usina de energia eólica denominada EOL Emiliana. Descreve a capacidade instalada de 27.200 kW (17 unidades de 1.600 kW) e a média de energia assegurada de 12.700 kW; <p>A capacidade instalada descrita no DCP versão 1 (Joana: 28,2 e Emiliana: 28,2 MW) não condiz com a capacidade instalada considerando a descrição dos equipamentos no DCP versão 1 (turbinas de 2.300 KW) e o número de turbinas de cada parque (12). De acordo com a metodologia: "A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma unidade energética é a capacidade, expressa em Watts ou em um de seus múltiplos, para qual a unidade energética foi projetada para operar em condições nominais. A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma usina energética é a soma das capacidades instaladas de geração de eletricidade de suas unidades energéticas". Além disso, a capacidade instalada descrita na licença ambiental prévia nº 278 de 31/05/2011 e nos documentos da ANEEL /7/ não condiz com os valores apresentados no DCP versão 1.</p> | CAR 4 | |
| D.1.2. A análise dos impactos ambientais é exigida pela legislação do País anfitrião? Caso seja, o EIA foi aprovado pelo Governo? | /1/ /6/ /7/ | DR/CC | Ver a seção D.1.1 | CAR 4 | OK |

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final | | | | | | | | |
|--|---|------------------------|-------|--|----------------------|----------------------------|-----------------------------|------------|---------------------------------------|------------|--|------------|--|-----------|
| | A aprovação contém alguma condição que necessite monitoramento? | | | | | | | | | | | | | |
| D.1.3. | O projeto está de acordo com a legislação ambiental vigente no país anfitrião? | /1/ /6/ /7/ | DR/CC | Ver a seção D.1.1 | CAR-4 | OK | | | | | | | | |
| E. Consulta aos atores locais | | | | | | | | | | | | | | |
| E.1.1. | Os atores locais foram convidados pelo PP antes da publicação do DCP no site da UNFCCC na internet? | /1/ | DR | <p>Sim, os atores locais foram convidados a prestar comentários sobre a atividade de projeto em 20/12/2011, antes da publicação do DCP (18/02/2012).</p> <p>O DCP versão 1 descreve que os municípios da atividade de projeto são Caetitê e Igaporã; no entanto, a Licença Prévia descreve apenas o município de Igaporã e a consulta aos atores locais foi realizada somente no município de Igaporã</p> | CAR-3 | OK | | | | | | | | |
| E.1.2. | Os atores relevantes foram devidamente consultados / convidados a fazer comentários (endereços fornecidos / disponíveis)? | /1/ /5/ /24/ /25/ /30/ | DR | <p>Segundo o DCP versão 1, Seção E.1, os seguintes atores locais foram convidados a prestar comentários em 27/12/2011 (cartas enviadas), conforme os requisitos definidos pela AND brasileira na Resolução nº 7 /25/.</p> <table border="1" data-bbox="1182 906 1711 1343"> <thead> <tr> <th>Ator</th> <th>Avisos de Recebimento /24/</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Câmara Municipal de Igaporã</td> <td>05/01/2012</td> </tr> <tr> <td>Ministério Público do Estado da Bahia</td> <td>29/12/2011</td> </tr> <tr> <td>FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento</td> <td>30/12/2011</td> </tr> </tbody> </table> | Ator | Avisos de Recebimento /24/ | Câmara Municipal de Igaporã | 05/01/2012 | Ministério Público do Estado da Bahia | 29/12/2011 | FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento | 30/12/2011 | | OK |
| Ator | Avisos de Recebimento /24/ | | | | | | | | | | | | | |
| Câmara Municipal de Igaporã | 05/01/2012 | | | | | | | | | | | | | |
| Ministério Público do Estado da Bahia | 29/12/2011 | | | | | | | | | | | | | |
| FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento | 30/12/2011 | | | | | | | | | | | | | |

| Questão da lista de verificação | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|------|------|--|----------------------|-----------------|
| | | | Ministério Público Federal | 29/12/2011 | |
| | | | Prefeitura de Igaporã | 02/01/2012 | |
| | | | Secretaria Municipal de Agricultura e Meio Ambiente de Igaporã | 02/01/2012 | |
| | | | Vice-Prefeitura de Igaporã | 02/01/2012 | |
| | | | Agência do Meio Ambiente do Estado da Bahia: Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos – INEMA | 29/12/2011 | |
| | | | Secretaria Municipal de Obra e Infra-Estrutura de Igaporã | 02/01/2012 | |
| | | | Associação comunitária: Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Igaporã | 02/01/2012 | |
| | | | Associação comunitária: Associação dos Pequenos Produtores Rurais de Gurunga e Adjacências (Quilombolas) | 02/01/2012 | |

| Questão da lista de verificação | | Ref. | MoV1 | Comentários | Conclusão preliminar | Conclusão final |
|---------------------------------|---|-----------------------------|-------|---|----------------------|-----------------|
| | | | | <p>Associação Comunitária: Associação dos Pequenos Agricultores da Comunidade de Lapinha e Adjacências</p> <p>02/01/2012</p> <p>Associação Comunitária dos Moradores e Pequenos Produtores Rurais do Jardim e Adjacências de Igaporã</p> <p>02/01/2012</p> <p>Foi confirmado que o DCP está disponível em português no site da Enel na internet /30/ conforme exigido pela Resolução nº 7 da AND do Brasil.</p> | | |
| E.1.3. | O resumo dos comentários recebidos dos atores, disponibilizado no DCP, está completo? | /1/ /30/ | DR/CC | Não foram recebidos comentários, conforme descrito no DCP publicado. | | OK |
| E.1.4. | Foi feita a devida consideração, pelos participantes do projeto, de quaisquer comentários recebidos dos atores? | /1/ /30/ | DR/CC | Não foram recebidos comentários, conforme descrito no DCP publicado. | | OK |
| E.1.5. | Se um processo de consulta aos atores é requerido pelas regulamentações/leis do País anfitrião, tal processo de consulta foi realizado de acordo com as referidas regulamentações/leis? | /1/ /24/ /25/ /30/ | DR/CC | Sim, os requisitos da AND brasileira para a consulta aos atores locais foram seguidos. | | OK |

TABELA 3 RESOLUÇÃO DAS SOLICITAÇÕES DE AÇÕES CORRETIVAS E DAS SOLICITAÇÕES DE ESCLARECIMENTOS

| Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos | Referência à Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
|---|--|---|---|
| <p>CAR-1 A capacidade instalada descrita no DCP versão 1 (Joana: 28,2 e Emiliana: 28,2 MW) não condiz com a capacidade instalada considerando a descrição dos equipamentos no DCP versão 1 (turbinas de 2.300 KW) e o número de turbinas de cada parque (12). De acordo com a metodologia: “A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma unidade energética é a capacidade, expressa em Watts ou em um de seus múltiplos, para qual a unidade energética foi projetada para operar em condições nominais. A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma usina energética é a soma das capacidades instaladas de geração de eletricidade de suas unidades energéticas”. Além disso, a capacidade instalada descrita na licença ambiental prévia nº 278 de 31/05/2011 e nos documentos da ANEEL /7/ não condiz com os valores apresentados no DCP versão 1.</p> | <p>A.2.1 B.2.1 D.1.1 B.5.4.5</p> | <p>A capacidade da turbina estava errada na Tabela 1. A capacidade correta é 2,35 MW, resultando em 56,4 MW (total 24 X 2,35 MW).</p> <p>Normalmente, as licenças prévias não incluem a capacidade exata. É uma prática típica solicitar uma capacidade superior para ter certa flexibilidade. Portanto, o valor na licença prévia não pode ser considerado uma referência exata da capacidade instalada da atividade de projeto. No entanto, a segunda licença (licença de instalação) será emitida com a capacidade exata. Dado que esta licença será emitida posteriormente, não é possível verificar no momento e, assim, uma FAR é considerada apropriada. A data prevista de emissão da licença de instalação foi atualizada para atender às expectativas mais recentes do PP. (ver seção D.1.)</p> | <p>O PP revisou a descrição das turbinas no DCP versão 2. Portanto, a capacidade instalada está de acordo com a descrição do equipamento.</p> <p>A CAR está encerrada e, para as licenças ambientais, FAR 1 foi levantada</p> |
| <p>CAR-2 O PP não descreve no DCP publicado se os participantes do projeto são entidades públicas ou privadas.</p> | <p>A.3.1 A.3.5</p> | <p>Corrigido.</p> | <p>O DCP versão 2 foi revisado para incluir que os PPs são entidades privadas.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p> |
| <p>CAR-3 O DCP versão 1 descreve que os municípios da atividade de projeto são Caetité e Igaporã; no entanto, a Licença Prévia descreve apenas o município de Igaporã e a consulta aos atores locais foi realizada somente no município de Igaporã.</p> | <p>B.1.1 B.5.1</p> | <p>Houve um erro. O DCP foi corrigido e Caetité, excluída.</p> | <p>O DCP versão 2 foi revisado e apresenta somente o município de Igaporã, em conformidade com a licença ambiental.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p> |

| Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos | Referência à Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
|---|--------------------------------------|---|--|
| <p>CAR-4 Durante a preparação do DCP e/ou o processo de validação, a metodologia ACM0002 foi atualizada para a versão 12.3.0 de 02/03/2012 (solicitações de validação podem ser enviadas até 11/01/2013), e depois para a versão 13.0.0 (válida de 11/05/2012 em diante). As ferramentas serão atualizadas para as suas versões mais recentes</p> | <p>B.1.1 B.5.1</p> | <p>A metodologia e as ferramentas indicadas foram atualizadas para as versões mais recentes. Todas as alterações estão refletidas no DCP.</p> | <p>O DCP versão 2 considera as versões mais recentes da metodologia e das ferramentas.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p> |
| <p>CAR-5 As evidências da energia entregue para a rede e do fator de carga da usina não foram fornecidas de acordo com as Diretrizes para informação e validação dos fatores de carga da usina. A geração de energia informada no DCP não condiz com as aprovadas pela ANEEL e pelo MME nas resoluções 170 e 176 de 21/03/2012 /7/, a qual é o mesmo valor apresentado nos resultados do leilão (data de início) /26/.</p> | <p>B.4.4 B.6.1.1 B.5.4.5</p> | <p>Evidências enviadas para a RINA. A análise financeira em um arquivo Excel inclui uma planilha denominada “Geração”, a qual descreve os dois estudos (Enel e terceiro). Uma análise é realizada e toma-se o valor mais alto em nome do conservadorismo.</p> | <p>O PP forneceu as seguintes evidências para confirmar a energia assegurada da atividade de projeto:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Relatório da Garrad Hassan para os estudos de geração de energia dos parques eólicos Joana (n° 105358/ZR/02) e Emiliana (n° 105358/ZR/01), 15/03/2011; - as folhas da EPE enviadas para a ANEEL usam dados do relatório da GL Garrad Hassan; - ENEL Green Power (Estudo do Centro de Excelência) – avaliação da geração de energia, considerando as turbinas eólicas Siemens SWT-2.35-108, versão 4, 16/07/2011. |
| <p>CAR-6 A data de início apresentada no DCP versão 1 não está de acordo com o “Glossário de termos do MDL”, versão 5 /16/: A data de início de uma atividade de projeto MDL é a data mais antiga na qual a implementação, ou construção, ou atividade efetiva de uma atividade de projeto tem início.... Em vista da definição acima, a data de início deve ser considerada como a data na qual o participante do projeto comprometeu-se com os</p> | <p>B.5.3.1</p> | <p>O leilão de energia é a primeira ação real. Os projetos aprovados têm de ser implementados e não podem ser cancelados sem que haja um impacto negativo significativo. É importante dizer que a participação no leilão de energia e a obtenção de um PPA não representa apenas uma oportunidade de negócio, mas primeiramente um compromisso firme com a implementação do projeto, o que é dado</p> | <p>Os termos e penalidades do leilão podem ser considerados um compromisso sólido dos PPs com a implementação do projeto e com os gastos a ele associados.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p> |

| Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos | Referência à Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
|--|-----------------------|--|---|
| <p>gastos relacionados à implementação ou à implementação da atividade de projeto. Além disso, as seguintes questões devem ser tratadas no DCP:</p> <ul style="list-style-type: none"> - deve ser fornecido um cronograma de implementação do projeto; - de acordo com a versão mais recente das "Orientações de preenchimento do documento de concepção de projeto (MDL-DCP) e do formulário para novas metodologias propostas (MDL - NM)", na seção C.1.1 do DCP, deve estar descrito como essa data foi determinada, e haver (menção de) evidência que corrobore essa data. | | <p>nos termos do leilão (ver o "Edital de Leilão" em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/v.11-Edital%20A-3%20(18-07-2011)_final.pdf)</p> <p>O Artigo 17 dos termos do leilão descreve as penalidades que podem ser aplicadas caso o PP não implemente o projeto de acordo com os requisitos, sendo as duas principais:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <u>Multa</u> de 0,001% a 10% dos custos do investimento nas folhas de dados apresentadas à EPE. A faixa menor se aplica a desvios menores da implementação do projeto (por exemplo, desvio insignificante do cronograma proposto), ao passo que o cancelamento do projeto proposto acarretaria multa de 10% sobre o investimento! 2. <u>Suspensão temporária</u> do direito da empresa de contratar e participar das licitações da ANEEL por até dois anos (ou seja, o PP ficaria excluído de participação no caso do cancelamento de um projeto). <p>Portanto, está claro que o leilão de energia representa um compromisso com a implementação do projeto e com os gastos a ele associados; por isso, esta é a data de início.</p> <p>Explicações adicionais e um cronograma são incluídos no DCP para maior clareza.</p> | |
| <p>GAR-7 O PP não forneceu as evidências/suporte para a vida útil do ativo, nem a base do valor terminal do ativo.</p> | B.5.4.4 | Ver certificação Siemens "BR035_SIE-EGP_C_006 - Garantia do Design e Manufatura da SWT 2.3 -101 por 20 anos.pdf", que indica uma vida útil de 20 | Carta da Siemens (de 15/06/2012) com o Certificado de Tipo anexado (de 04/11/2009) para o tipo de gerador eólico SWT 2.3-101, confirma uma vida útil de |

| Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos | Referência à Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
|--|-----------------------|--|--|
| | | <p>anos.</p> <p>O valor terminal de 20% é o padrão considerado pela Enel para projetos de energia eólica, com base na experiência.</p> <p>Para substanciar este pressuposto, comparamos o valor com os relatórios públicos, e é possível observar que 20% do investimento inicial é um valor razoável e, acima de tudo, conservador para fins de adicionalidade. Os relatórios são os seguintes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Valores terminais da Iberdrola entre 10% e 20%: "Avaliação do negócio energia eólica " (slide 18), "5_Valoracion_del_negocio_eolico.pdf", disponível em: www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/en/doc/5_Valoracion_del_negocio_eolico.pdf • O Centro Risoe da UNEP utiliza valores terminais em torno de 10% nas avaliações: "Viabilidade econômico-financeira da energia eólica" (página 20), "ris-r-1608_150-159.pdf", disponível em: www.risoe.dk/rispubl/reports/ris-r-1608_150-159.pdf <p>Uma explicação adicional e as referências foram incluídas na planilha Excel (ver "fonte" ou parâmetro "valor terminal").</p> | <p>20 anos.</p> <p>Evidências de valor terminal foram fornecidas conforme solicitado e consideradas aceitáveis.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p> |
| <p>CAR-8</p> <p>A planilha financeira descreve o valor da tarifa de energia no mercado regulado, no mercado não-regulado PPA, e no mercado não-regulado</p> | <p>B.5.4.5</p> | <p>Ver explicações e estimativas em "Sales Analysis Wind Power Projects Brazil.xls" e na planilha financeira atualizada ("Indicadores financeiros", "Geração" e</p> | <p>O montante de energia a ser vendido para cada mercado foi apresentado e estimado com base em uma proposta da ENDESA para venda de energia nos</p> |

| Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos | Referência à Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
|--|-----------------------|---|---|
| SPOT. Entretanto, o PP não forneceu evidências do montante de energia a ser vendido em cada mercado e dos preços da energia no mercado não-regulado. Além disso, algumas partes da planilha financeira não foram apresentadas na língua inglesa (por exemplo, a planilha "Indicadores financeiros", coluna E). | | “Venda de energia”). Na versão atualizada, somente o idioma inglês é utilizado (a menos que um termo, nome ou nome de arquivo de uma referência em outro idioma deva ser usado para uma identificação clara). | termos de um PPA no mercado não-regulado, calculada como proporção entre a média da garantia física ou energia assegurada, e o montante de energia atribuído no PPA. Esta CAR está encerrada. |
| CAR 9 O PP deverá explicar (elaborar) o porquê de haver pagamento de aluguel pela área quando há custo de aquisição da área incluído no custo do investimento. | B.5.4.5 | Como é possível observar na planilha “Investimento” no arquivo Excel da TIR na tabela “Custos da usina eólica” e na correspondente ficha de dados do leilão de energia (“ficha de dados”) mencionada na mesma planilha, verdadeiramente não há custos de investimentos para “Aquisição de terra” incluídos para a usina eólica, mas somente para transmissão e ligação. Presume-se que a terra para transmissão/ligação será alugada. Portanto, um custo periódico de aluguel está incluso na O&M do parque eólico, bem como um custo de investimento inicial para transmissão/ligação. | Realmente não há custos de aquisição de terra incluídos nos custos de investimento e, como em muitos outros projetos similares, o custo de aluguel da terra foi incluído nos custos de O&M. Esta CAR está encerrada. |
| CAR 10 O PP não forneceu evidências do hedge de energia, dos custos e despesas operacionais, e das taxas (TUST; TSFEE; ONS; CCEE) usadas na planilha financeira. O documento “Assumptions for financial valuation Curva dos Ventos.pdf” não informa a fonte/evidências das informações/valores apresentados na planilha. | B.5.4.5 | As referências a TUST e TSFEE foram incluídas na planilha Excel. Considerando que as tarifas do ONS e da CCEE são bastante marginais e os valores exatos são difíceis de demonstrar, eles foram excluídos, o que é conservador. A referência ao custo do hedge de energia baseado em uma proposta da Comerc Trading está incluído na planilha Excel (“Oferta_Comerc_Trading_(13Jun11).pdf”) | A proposta da Comerc Trading menciona um preço equivalente ao PLD (<i>Preço de Liquidação das Diferenças</i> / preço spot da eletricidade no Brasil) + R\$ 18,00 (Hedge). Os PPs usaram USD 11,36 (R\$ 18,00/1,585) como média do custo do hedge de energia. Fontes de TUST e TSFEE apresentadas conforme requerido. As tarifas da ONS e da CCEE (desprezíveis) foram excluídas dos cálculos, para efeito de conservadorismo. Esta CAR está encerrada. |
| CAR 11 | B.5.4.6 | A análise de sensibilidade é apresentada | Análise de sensibilidade para alcançar o |

| Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos | Referência à Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
|--|-----------------------|--|---|
| O PP deve apresentar todas as informações de variação de parâmetros (sensibilidade) para alcançar o benchmark do projeto e justificar a probabilidade de sua ocorrência. | | agora para uma variação de +/-10% e a adicionalidade até o ponto requerido para alcançar o benchmark. Uma explicação de cada parâmetro está incluída no DCP. | benchmark do projeto apresentada conforme requerido. Esta CAR está encerrada. |
| <p>CAR-12</p> <p>O PP não seguiu as etapas da ferramenta de adicionalidade para a análise de práticas comuns. O PP não forneceu a avaliação das etapas: “Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposto” e “Sub-passo 4b: Discutir quaisquer Opções similares que estejam ocorrendo”.</p> | B.5.6.1 | <p>Os sub-passos 4a e 4b foram incluídos conforme a ferramenta de adicionalidade (versão 6.0.0).</p> <p>Resposta posterior:</p> <p>O suporte do MDL foi consultado, respondendo que nos passos 1 e 2 do parágrafo 47 da ferramenta de adicionalidade, todas as usinas de qualquer tipo na rede e dentro da faixa de capacidade de +/-50% devem ser consideradas, o que inclui também termelétricas, hidrelétricas, etc (ver “CommonPractice_ResponseCDM.pdf”.</p> <p>Desse conjunto, usinas com data de início das operações após a data de início da atividade de projeto, também estão excluídos os projetos MDL. A quantidade de usinas no conjunto final é N_all. Portanto, os princípios da análise apresentada anteriormente não são modificados. Porém, alguns problemas menores foram corrigidos, principalmente a inclusão das datas de início das usinas para cumprir com esse requisito específico do passo 2. Também foram atualizados a coluna dos projetos MDL e os dados no DCP.</p> | <p>De acordo com a ferramenta, sub-passo 4a, <i>Projetos são considerados similares se estiverem no mesmo país/região e/ou contarem com uma tecnologia grandemente similar, forem de escala similar e ocorrerem em um ambiente comparável com respeito ao marco regulatório, ambiente de investimento, acesso a tecnologia, acesso a financiamento, etc.</i>, no entanto, na análise de práticas comuns, o PP está considerando usinas hidro e termelétricas (não similares à atividade de projeto).</p> <p>Esta CAR permanece aberta.</p> <p>Segunda resposta:</p> <p>A análise de práticas comuns foi revisada para considerar a data de início das usinas. A análise considera todas as usinas dentro da faixa de capacidade de +/-50% de cada fazenda eólica (14,10 MW e 42,30 MW). As informações apresentadas estão de acordo com o site da ANEEL na internet.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p> |
| <p>CAR-13 (aberta na segunda rodada)</p> <p>O PP não forneceu as MoC, conforme os requisitos da VVS, versão 2.0.</p> | | <p>O documento será enviado tão logo esteja concluído.</p> <p>Resposta posterior:</p> <p>Os documentos e documentos de apoio</p> | <p>MoC e documentos de suporte pendentes, em, concordância com os requisitos da VVS (parágrafos 53 e 54(c) – Norma de Validação e Verificação do</p> |

| Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos | Referência à Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
|--|-----------------------|--|---|
| | | foram enviados para a EOD. | MDL). Esta CAR permanece aberta. O PP forneceu o MoC e os documentos relacionados. Esta CAR está encerrada |
| <p>CL1 O DCP versão 1 não foi atualizado em consonância com as atuais "Diretrizes para preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto", versão 01.0, as quais substituem as "Diretrizes para preenchimento do documento de concepção de projeto (MDL-DCP) e do formulário de novas metodologias propostas (MDL - NM)", versão 7 de 02/08/2008. Considerando o cronograma de validação e o prazo final para o envio de projetos nos termos do Manual de Validação e Verificação (30/09/2012), deve-se esclarecer a referência de documentos utilizada.</p> | A.1.2 | <p>O DCP foi atualizado para a “Norma de Projetos de MDL” (versão 01.0) e considerando a “Norma de Validação e Verificação do MDL” (versão 2), aplicando a versão mais recente das “Diretrizes de preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto” (versão 01.0). Onde necessário, as referências são atualizadas.</p> <p>Resposta posterior: Corrigido. Aplicado o formulário versão 4.1.</p> | <p>O PP revisou os documentos considerando os trâmites da VVS, entretanto o cabeçalho do DCP não está de acordo com o modelo (a versão está diferente). Além disso, a versão e a data do DCP devem ser revisadas para que haja consistência com as revisões de conteúdo.</p> <p>Esta CL permanece aberta.</p> <p>Segunda resposta O formulário do DCP foi revisado de acordo.</p> <p>Esta CL está encerrada.</p> |
| <p>CL2 Apesar de as coordenadas geográficas estarem dentro da área do projeto, não está claro qual foi a referência utilizada para descrever os números apresentados no DCP versão 1 (não foram fornecidas evidências).</p> | A.4.1 | Ver evidência indicada no DCP atualizado. Utiliza-se agora a coordenada da primeira turbina eólica na ficha de dados da EPE, que é a única referência pública. Embora a localização da primeira turbina eólica possa ser alterada, este é um ponto dentro da área do projeto e permite identificação clara do local do projeto, com base em referência pública aprovada pela EPE. | <p>O PP esclareceu a fonte da informação. Para efeito de transparência, o PP deve incluir a fonte da informação (coordenadas em UTM) usada para converter o número em graus decimais.</p> <p>Esta CL permanece aberta.</p> <p>Segunda resposta: O PP revisou o DCP de acordo.</p> |

| Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos | Referência à Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
|--|-----------------------|--|---|
| | | Resposta posterior: Corrigido. | Esta CL está encerrada. |
| CL-3 O DCP versão 1 não deixa claro se existe transferência de know-how e tecnologia por Partes Anexo I. Além disso, o DCP não descreveu se a tecnologia resulta em melhoria significativa de desempenho em comparação com tecnologias comumente utilizadas no País anfitrião. | A.4.2 | Uma descrição da tecnologia e da transferência de tecnologia foi incluída na seção A.3. Consideramos que não é necessário demonstrar que a tecnologia resultaria em melhora significativa do desempenho do que qualquer outra tecnologia usada no País anfitrião, dado que não temos ciência de regra alguma do MDL que o requeira. Caso seja necessário, por gentileza fornecer a referência da regra do MDL pertinente. Entretanto, de modo geral a seleção de turbinas eólicas é baseada em uma análise detalhada que não inclui somente o desempenho, mas também economia, aspectos tecnológicos, confiabilidade e know-how interno. Como a Enel possui enorme experiência em geração de energia (eólica), está claro que o desempenho também foi levado em conta, já que este é um argumento essencial para a geração de renda, e que as turbinas Siemens selecionadas são apropriadas e superiores a outras turbinas para as condições locais do projeto. | O DCP versão 2 foi revisado e inclui a descrição da tecnologia e da transferência de tecnologia. Esta CL está encerrada. |
| CL-4 Não está clara (PDD B.7.1) a inclusão do parâmetro $EG_{P,J,h}$ como um parâmetro a ser monitorado, dado que ele não é mencionado na ACM0002 versão 12.2.0. | B.7.1.2 | O parâmetro está incluído, considerando que ele é necessário para o cálculo das reduções de emissões conforme o procedimento aplicado da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1). Os parâmetros de monitoramento relevantes das ferramentas também devem ser incluídos nesta seção. (ver a página 15 da metodologia ACM0002 | O PP esclareceu que o parâmetro se refere à “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1). Entretanto, $EF_{EL,DD,h}$ será monitorado diretamente no site da AND e $EG_{P,J,h}$ não será usado pelo PP para calcular o fator de emissão. Esta CL permanece aberta. |

| Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos | Referência à Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
|---|-----------------------|---|--|
| | | <p>v13 que indica que “as disposições de monitoramento nas ferramentas mencionadas nesta metodologia se aplicam”.</p> <p>Para maior clareza, uma breve explicação foi acrescentada ao parâmetro.</p> <p>Resposta posterior: Consultar a equação (9) da ferramenta, incluída na seção B.6.3. do DCP em “Margem de operação (OM)”:</p> $EF_{grid,OM,y} = EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{p,h} \times EF_{EL,DD,h}}{EG_{p,y}}$ <p>Embora o fator de emissão de hora em hora (($EF_{EL,DD,h}$) seja dado pela AND, ainda é necessária a geração de hora em hora do projeto para determinar o fator de emissão final da rede ($EF_{grid,OM,y}=EF_{grid,OM-DD,y}$) multiplicando-se a geração horária da atividade de projeto (monitorada) pelo fator das emissões horárias da rede (fornecido pela AND) e dividindo pela geração total do projeto (monitorada). A justificativa é que o fator de emissão final da rede depende do padrão de geração da atividade de projeto durante o ano e do padrão correspondente do fator de emissões. Dessa forma, a geração de hora em hora do projeto deve ser monitorada conforme a metodologia e é mantida nos parâmetros de monitoramento.</p> | <p>Segunda resposta: A AND fornece os dados usando as equações 10 da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. As seções B.6.3 e B.7.1 do DCP foram revisadas de acordo.</p> <p>Esta CL está encerrada.</p> |
| <p>CL-5 O PP foi solicitado a prover evidências da vida útil média dos equipamentos (com base nas especificações do fabricante claramente identificadas/nomeadas e/ou nos padrões da</p> | <p>C.1.2</p> | <p>Ver certificação Siemens "BR035_SIE-EGP_C_006 - Garantia do Design e Manufatura da SWT 2.3 -101 por 20 anos.pdf"</p> | <p>Carta da Siemens (de 15/06/2012) com o Certificado de Tipo anexado (de 04/11/2009) para o tipo de gerador eólico SWT 2.3-101, confirma uma vida útil de 20 anos.</p> |

| Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos | Referência à Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
|---|-----------------------|---|--|
| indústria) que serão usados na atividade de projeto. | | | Esta CL está encerrada. |
| <p>CL-6 (aberta na segunda rodada) As células E12-E13 da planilha "Geração" (planilha "Equity IRR Curva dos Ventos Wind Power Plant (10Jun12).xism") estão usando 2,9% para calcular as perdas (até o centro de gravidade), enquanto o estudo da CCEE baixa esse índice para 2,09%.</p> | | <p>O valor foi corrigido para 2,09% na planilha.</p> <p>O PP deve assumir o "custo" dessas perdas até o ponto de gravidade baseado no requisito regulamentar apresentado na planilha (Regras de Comercialização da CCEE, ver "Módulo 2 - Determinação da Geração e Consumo de Energia.pdf" (página 14)). Portanto, isto pode ser considerado um "problema de contabilidade", ou seja, afeta a renda e as perdas têm de ser descontadas na análise financeira, uma vez que reduzem a geração de renda do projeto.</p> <p>Por outro lado, esta redução na verdade não afeta os cálculos das reduções de emissões, uma vez que a energia entregue à rede é medida no ponto de interligação (o que inclui somente algumas perdas menores de transmissão do projeto àquele ponto). Isto é consoante com a metodologia, que não contabiliza as perdas de transmissão da rede de um modo geral.</p> <p>Portanto, como ação corretiva, a "geração" para as reduções de emissões é obtida dos estudos no ponto de interligação (garantia física), enquanto o valor para a análise financeira é reduzido pelas perdas até o centro de gravidade. Estes parâmetros foram incluídos na planilha "indicadores financeiros" e no DCP atualizado.</p> <p>Além disso, os novos estudos de energia</p> | <p>A planilha foi revisada de acordo com a evidência do estudo da CCEE.</p> <p>Esta CL está encerrada.</p> |

| Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos | Referência à Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
|--|-----------------------|---|------------------------|
| | | eólica foram concluídos pela empresa terceira para a configuração final da turbina eólica. O estudo também está incluído na planilha "Geração" da planilha financeira e é considerado. Isto dá o valor mais alto e, assim, é o valor mais apropriado para a configuração do projeto no DCP. | |

TABELA 4 SOLICITAÇÕES DE AÇÕES ANTECIPADAS

| Solicitação de ação antecipada | Referência à Tabela 2 | Resposta dos participantes do projeto | Conclusão da validação |
|---|-----------------------|---|------------------------|
| FAR 1 (aberta na segunda rodada) À época da validação, as licenças ambientais da atividade de projeto (licença prévia) não correspondiam (capacidade instalada) no DCP. No momento da verificação, deve ser confirmado se as licenças aplicáveis foram revisadas considerando o cenário real da atividade de projeto. | | OK. O PP fornecerá as evidências na primeira verificação. | |