



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROGRAMA DE ATIVIDADES
(CDM-PoA-DD) Versão 01**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral do programa de atividades
- B. Duração do programa de atividades
- C. Análise ambiental
- D. Comentários dos atores
- E. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento a uma atividade programática típica no âmbito do MDL

Anexos

Anexo 1: Informações de contato da entidade coordenadora/gerenciadora e dos participantes do programa de atividades

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

OBSERVAÇÃO:

Este formulário se destina ao envio de um programa de atividades cujas atividades programáticas apliquem uma metodologia aprovada de grande escala.

Ao se solicitar o registro, este formulário deve ser apresentado junto com um formulário que seja específico para o programa de atividades proposto, bem como com um CDM-CPA-DD preenchido com o uso de um caso real.



SEÇÃO A. Descrição geral do programa de atividades

A.1 Título do programa de atividades:

Título do programa de atividades: *Programa de atividades das centrais elétricas eólicas.*

Número da versão do documento: 04

Data: (DD/MM/AAAA): 10/04/2012

A.2. Descrição do programa de atividades:

O principal objetivo do *Programa de atividades das centrais elétricas eólicas Omega* é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação do consumo de energia renovável do Brasil (e da região da América Latina e Caribe).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu compromisso em atingir uma meta de 10% de energia renovável para o uso total de energia na região. Através de uma iniciativa dos Ministros do Meio Ambiente em 2002 (UNEP-LAC, 2002), promoveu-se uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WSSD, do inglês "Summit for Sustainable Development") em Joanesburgo em 2002¹. No Plano de Implementação final da WSSD, não foram declarados metas ou cronogramas específicos; porém, sua importância foi reconhecida para atingir a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio².

No final da década de 1990, um forte aumento na demanda energética no Brasil em contraste com um aumento inferior à média na capacidade instalada causou o início do racionamento/crise no fornecimento em 2001/2002. Uma das soluções oferecidas pelo governo foi rever a legislação, favorecendo os produtores de energia independente. Anteriormente, em 1995, o processo de privatização foi iniciado com a expectativa de tarifas adequadas e preços melhores para as geradoras. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade centralmente planejado. Além disso, a eventual elegibilidade de projetos de energia renovável segundo o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto atraiu a atenção dos investidores. .

¹ Comissão Econômica para América Latina e Caribe (CEALC) e GTZ. Fontes renováveis de energia na América Latina e no Caribe. Situação e propostas políticas. Disponível em: <<http://www.eclac.cl/cgi-bin/getProd.asp?xml=/publicaciones/xml/1/14981/P14981.xml&xsl=/dmaah/tpl-i/p9f.xsl&base=/dmaah/tpl/top-bottom.xsl>>.

² Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): "Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, incluindo a hidrelétrica, e sua transferência para os países em desenvolvimento na forma de concessão conforme acordo mútuo. Adotando um senso de urgência, aumentar de forma substancial a proporção global de fontes de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição em relação ao total da energia fornecida, reconhecendo o papel das metas nacionais e regionais voluntárias, bem como as iniciativas, onde existirem, e assegurando-se de que as políticas energéticas ofereçam apoio aos esforços dos países em desenvolvimento no sentido de erradicar a pobreza, e periodicamente avaliar os dados disponíveis de modo a analisar o progresso para tal fim." Disponível em <http://www.un.org/esa/sustdev/documents/WSSD_POI_PD/English/POIChapter3.htm>.



Este programa de atividades é uma ação voluntária coordenada pela entidade gerenciadora *Omega Energia Renovável S.A.*, que consiste na implementação de projetos de energia renovável no Brasil. O centro deste programa de atividades é a construção de *centrais geradoras eólicas (CGEs)* interligadas ao Sistema Interligado Nacional (*SIN*).

Essa fonte de eletricidade mais limpa oferece uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que teriam ocorrido de outro modo na ausência do projeto. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) que seriam geradas (e emitidas) na ausência do projeto, evitando a geração de eletricidade por fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂).

Levando em conta as diferentes fontes de geração de eletricidade no Brasil durante 2010, é possível observar que a eletricidade gerada pela central geradora eolielétrica em operação é significativamente complementar à da energia hidrelétrica. Portanto, apesar do tamanho do sistema elétrico brasileiro basear-se principalmente em centrais hidrelétricas, este PoA tem um impacto positivo relevante, considerando que a eletricidade gerada pela energia eólica é complementar à eletricidade gerada pelas centrais hidrelétricas. Como é possível observar, mais eletricidade eólica é gerada durante a estação seca, quando a geração de energia hidrelétrica é menor.

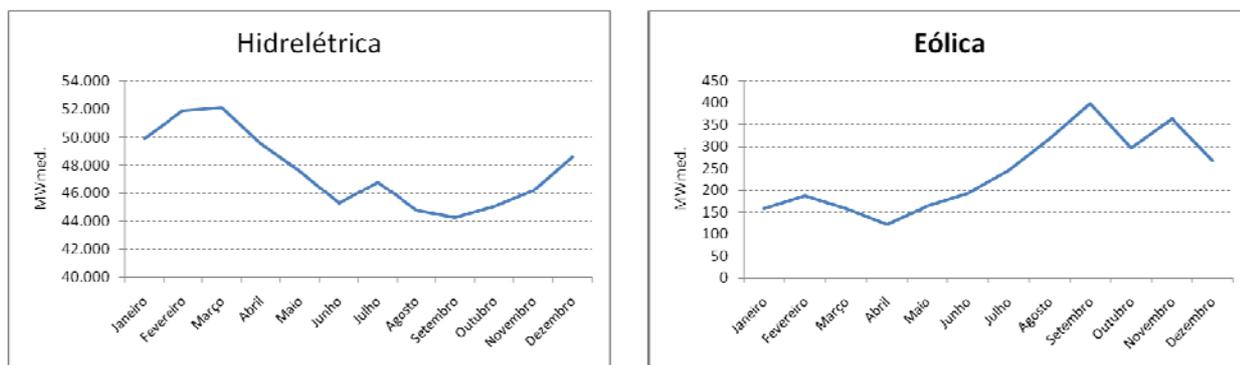


Figura 1: Geração de energia hidrelétrica e energia eólica no Brasil durante 2010. Fonte: CCEE³

O projeto contribui para o desenvolvimento sustentável, pois atende às necessidades do presente sem comprometer a capacidade das futuras gerações de atenderem às suas próprias necessidades, como definido pela Comissão Brundtland (1987). A Comissão foi criada para abordar as preocupações relativas à deterioração acelerada do meio ambiente humano e dos recursos naturais e seus impactos sobre o desenvolvimento econômico e social. Em outras palavras, a implementação de centrais geradoras eolielétricas assegura a geração de energia renovável, complementa a geração de energia hidrelétrica, evita o impacto social e ambiental negativo causado pela construção e operação de novas centrais termelétricas a combustível fóssil e impulsiona as economias regionais, aumentando a qualidade de vida nas comunidades locais.

Em resumo, o PoA proposto contribuirá para o desenvolvimento sustentável nos seguintes aspectos:

³ CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Relatório de Informações ao Público. Disponível em <http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Relatorios_Publico/Anual/Relatorio_anual_2010_REV1.pdf>. Acessado em 18 de julho de 2011.



- Redução dos poluentes do ar que são emitidos a partir da geração de eletricidade por combustível fóssil das centrais elétricas interligadas à rede brasileira;
- Criação de oportunidades de emprego durante a construção, operação e manutenção do projeto, melhorando os recursos relacionados a centrais elétricas eólicas no Brasil por meio da avançada tecnologia transferida de países desenvolvidos;
- Geração eficiente de eletricidade, para a qual existe uma demanda crescente no país;
- Contribuição para o desenvolvimento econômico nacional, com a adição de um Produtor Independente de Energia, resultando em diversificação da energia e na criação de fontes de energia renovável adicionais;

Pelo citado acima, é possível concluir que o projeto tem impactos ambientais reduzidos e irá desenvolver a economia regional, resultando em melhor qualidade de vida. Isso é, a sustentabilidade ambiental associada à justiça social e econômica, contribuindo inegavelmente para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião.

Embora existam programas e políticas para incentivar esse tipo de projeto (PROINFA e licitações de Fontes Alternativas de Energia – consulte a seção A.4.3. para obter detalhes sobre esses programas), esse tipo de projeto é uma iniciativa voluntária do setor privado.

A.3. Entidade coordenadora/gerenciadora e participantes do programa de atividades:

A entidade coordenadora e gerenciadora do PoA, que é a entidade responsável pelas comunicações com o Conselho Executivo do MDL, é a Omega Energia Renovável S.A.

A Tabela 1 apresentada abaixo lista os participantes do projeto do PoA. Os participantes do projeto podem ou não estar envolvidos em uma das CPAs relacionadas ao PoA.

Tabela 1: Parte(s) e entidades privadas/públicas envolvidas na atividade do projeto.

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participante(s) do projeto (*) (conforme o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Omega Energia Renovável S.A. (entidade privada)	não
	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (Entidade privada)	

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de divulgar o MDL - DCP, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

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



A.4. Descrição técnica do programa de atividades:

A.4.1 Local do programa de atividades:

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil.

A.4.1.2. Limite físico/geográfico:

O limite físico / geográfico é o Brasil (Figura 2). Dentro deste limite geográfico, todas as atividades do programa MDL (CPAs) incluídas no PoA serão implementadas, considerando todas as normas nacionais e/ou políticas setoriais e regulamentos do país anfitrião e de seus limites definidos.



Figura 2: Limite geográfico do PoA⁴.

A.4.2. Descrição de uma atividade programática típica no âmbito do MDL:

A.4.2.1. Tecnologia ou medidas a serem empregadas pela atividade programática:

Todas as CPAs no âmbito deste PoA consistem na implementação de projetos de energia renovável - centrais elétricas eólicas - aplicação da metodologia ACM0002 - "Metodologia de consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis".

⁴ Fonte: modificado de <http://biblioteca.uol.com.br/atlas/index.htm>. Acessado em 13 de julho de 2011.

O programa de atividades proposto inclui atividades de projeto que usam turbinas eólicas, um dispositivo que extrai energia cinética do vento⁵ para converter em energia mecânica útil⁶. De acordo com a Associação Mundial de Energia Eólica [WWEA, sigla em inglês de "World Wind Energy Association"]⁷ (2011), as turbinas elétricas que geram eletricidade e a alimentam diretamente na rede têm normalmente duas ou três pás de rotor, um eixo horizontal, uma nacelle com um cubo do rotor, engrenagens e um gerador, todos eles podem ser direcionados ou não para o vento. O rotor fica posicionado na frente da torre na direção em que o vento sopra (sota-vento ou barlavento). A figura a seguir apresenta os componentes básicos de uma turbina eólica moderna.



1. Fundação: ancora a turbina no solo e assegura sua estabilidade. Em geral, é feita de concreto ou aço.
2. Torre: sua altura varia em função da potência nominal da turbina e do diâmetro do seu rotor.
3. Nacelle: este componente segura as máquinas da turbina.
4. Pá do rotor: o rotor junto com as pás do rotor são os equipamentos que convertem efetivamente energia eólica em movimento mecânico rotativo
5. Cubo: O cubo é o centro do rotor ao qual as pás do rotor estão conectadas.
6. Transformador (não faz parte da Turbina Eólica)

Figura 3: Vista esquemática dos componentes de uma turbina eólica. (Fonte: WWEA, 2006⁸).

A.4.2.2. Critérios de elegibilidade para inclusão de uma atividade programática no programa de atividades:

Os critérios de elegibilidade para a inclusão de uma CPA no PoA proposto segue as recomendações do Anexo 3, EB 65, e estão listados abaixo.

⁵ BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Manual de energia eólica**, Wiley: 2001, 642 p. Parcialmente disponível em http://books.google.com.br/books?id=4UYm893y-34C&printsec=frontcover&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false. Acessado em 25 de abril de 2011.

⁶ SØRENSEN, B. **Renewable Energy [Energia Renovável]**. Academic Press, 2004 - 3ª edição, 928 p. Parcialmente disponível em <http://books.google.com.br/books?id=Y17FoN2VUEwC&printsec=frontcover#v=onepage&q&f=false> Acessado em 25 de abril de 2011.

⁸ WWEA – World Wind Energy Association [Associação Mundial de Energia Eólica]. **Wind Energy: Technology and Planning [Energia Eólica: Tecnologia e Planejamento]**. 2006. disponível em <http://www.wwindea.org/technology/intro/estrutura-en.htm>. Acessado em 25 de abril de 2011.



- (a) *O limite geográfico do CPA, incluindo qualquer limite induzido por tempo consistente com um limite geográfico definido no PoA;*

O limite geográfico definido no PoA é o Brasil. Portanto, somente CPAs correspondentes à centrais elétricas eólicas conectadas à rede localizadas no país são elegíveis.

- (b) *Condições que evitem a dupla contagem de reduções de emissões, como identificações únicas do produto e locais do usuário final (por exemplo, logotipo do programa);*

Condições para evitar dupla contagem são estabelecidas abaixo na seção A.4.4.1. deste CDM-PoA-DD. A identificação exclusiva das centrais elétricas eólicas será evidenciada por meio de qualquer documentação oficial relacionada com o projeto que está sendo considerado no CPA, como a autorização emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL ou informações fornecidas aos órgãos ambientais.

- (c) *As especificações de tecnologia/medida, incluindo o nível e tipo de especificações de serviços e desempenho, incluindo a conformidade com testes/certificações;*

Em geral, as certificações eólicas fornecem as informações necessárias sobre a forma como os dados eólicos foram coletados, o fator de carga da usina foi determinado, a eletricidade líquida a ser gerada pela usina, entre outros. Nesse sentido, a tecnologia a ser aplicada, bem como o desempenho de qualquer central elétrica eólica a ser considerado para uma CPA típica devem ser atestados por uma certificação eólica conduzida por um terceiro, que será fornecida ao DOE para validar a inclusão da CPA proposta.

- (d) *Condições para verificar a data de início da CPA através de provas documentais;*

A data de início da CPA deve ser identificada de acordo com as definições apresentadas no *Glossário de termos MDL*. Para determinar a data de início de uma CPA, a data das seguintes ações deverão ser apresentadas: emissão de licença de construção, pedido do equipamento principal, data de início da construção, data em que o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica foi assinado e a data em que o Contrato de Financiamento foi assinado. Nos casos em que nenhum desses eventos tenha acontecido ainda, uma data prevista e a justificativa adequada sobre quando se espera que aconteça devem ser fornecidas.

- (e) *Condições que assegurem conformidade com aplicabilidade e outros requisitos de metodologias simples ou múltiplas aplicados pelas CPAs;*

Cada CPA a ser incluída no PoA deve cumprir os requisitos da ACM0002 como discutido na seção E.2. abaixo (consulte a seção E.1. abaixo para a versão da metodologia a ser considerada).

- (f) *Condições que garantem que os CPAs atendam aos requisitos relativos à demonstração da adicionalidade, conforme especificado na seção A acima;*

De acordo com o parágrafo 10 da seção A do anexo 3, EB 65, *PoAs que consistem em um ou mais projetos de grande escala como CPAs devem incluir critérios de elegibilidade derivados de todos os requisitos contidos na seção adicionalidade das metodologias de grande escala*. Nesse sentido, uma CPA típica para ser incluída no PoA deve passar o teste de adicionalidade, segundo os requisitos da *"Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade"*. O resultado de cada etapa da ferramenta deve ser apresentado na seção B.3. do CDM-CPA-DD.



(g) *Requisitos específicos do PoA estipulados pela CME incluindo quaisquer condições relacionadas com a realização de consultas públicas locais e análise de impacto ambiental;*

Como discutido na seção C.1 deste CDM-PoA-DD, a análise ambiental será realizada em nível de CPA, considerando as peculiaridades de cada projeto. Portanto, os impactos e análises ambientais devem ser incluídos em cada CPA de acordo com os resultados dos estudos ambientais do projeto.

No caso da consulta pública, como descrito na seção D.1, a consulta pública foi realizada em nível PoA com base nos requisitos do AND brasileiro para a emissão da Carta de Aprovação. Portanto, a consulta pública local não precisa ser realizada para a inclusão de CPAs neste PoA.

(h) *Condições para fornecer uma afirmação de que o financiamento das partes do Anexo I, se houver, não resulta em um desvio de assistência oficial ao desenvolvimento;*

O implementador da CPA tem de confirmar que a CPA proposta não resultará em um desvio da Assistência Oficial ao Desenvolvimento de um país do Anexo I.

(i) *Onde aplicável, grupo de destino (por exemplo, doméstico/comercial/industrial, rural/urbano, ligado em rede/fora da rede) e mecanismos de distribuição (instalação direta, por exemplo);*

De acordo com as exigências da ACM0002, qualquer CPA a ser incluída no PoA proposto deve consistir em uma central elétrica eólica interligada à rede.

(j) *Quando aplicável, as condições relacionadas aos requisitos de amostragem para um PoA, em conformidade com as diretrizes/normas aprovadas pelo Conselho relativas à amostragem e pesquisas;*

Não se aplica. O monitoramento das reduções de emissões de cada CPA não prevê o uso de métodos de amostragem.

(k) *Quando aplicável, as condições que garantam que cada CPA em conjunto atenda aos critérios de limite de pequena escala ou em microescala e permaneça dentro desses limites em todo o período de crédito da CPA;*

Não se aplica. As CPAs a serem incluídas no PoA proposto pertencem à categoria de projeto em grande escala.

(l) *Quando aplicável, os requisitos para a verificação de desagrupamento, em CPAs do caso pertencem às categorias de projeto de pequena escala (SSC) ou de microescala.*

Não se aplica. As CPAs a serem incluídas no PoA proposto pertencem à categoria de projeto em grande escala.

A.4.3. Descrição de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas por uma atividade programática para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência do programa de atividades registrado (avaliação e demonstração da adicionalidade):

De acordo com o “Formulário do Documento de Concepção do Programa de Atividades (CDM-PoA-DD)”, os seguintes critérios devem ser considerados:



(i) O programa de atividades proposto é uma ação coordenada voluntária;

Como mencionado na seção A.2, o programa de atividades proposto é uma ação voluntária colocada em prática pela entidade coordenadora e gerenciadora *Omega Energia Renovável S.A.*

(ii) Se o programa de atividades estiver executando uma ação coordenada voluntária, ela não seria implementada na ausência do programa de atividades;

A experiência brasileira com eletricidade eólica é recente. Em 2007, a capacidade instalada das centrais geradoras eolielétricas representava somente 0,3% da capacidade instalada total de energia eólica do mundo (ANEEL, 2008)⁹. Além disso, a implementação de projetos de energia eólica tem dependido historicamente dos incentivos governamentais.

O primeiro programa governamental que foi criado especificamente para apoiar investimentos em geração de eletricidade eólica foi o PROEÓLICA, instituído em 2001. Como relatado pela Agência Internacional de Energia¹⁰, a meta do PROEÓLICA “era acrescentar 1.050 MW de capacidade eólica à rede nacional até dezembro de 2003. Com o Proeólica, o governo federal garantiria uma compra “benéfica” de eletricidade gerada pelo vento pela empresa estatal Eletrobras durante pelo menos 15 anos”. No entanto, esse programa não foi implementado pelas agências competentes. Portanto, nenhuma central geradora eolielétrica recebeu incentivos desse programa (FERREIRA, 2008)¹¹.

Reconhecendo a importância de favorecer a geração de eletricidade a partir de fontes alternativas e renováveis e de aumentar sua participação no mercado de eletricidade brasileiro, o governo federal criou o *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA*, Lei Federal nº. 10.438 datada de abril de 2002.

O governo brasileiro designou novamente a companhia de energia elétrica estatal federal Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) para atuar como principal offtaker da energia elétrica gerada por instalações de energia alternativa no Brasil, celebrando contratos de compra e venda de energia elétrica (CCVEs) de longo prazo com produtores de energia alternativa, com preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrada dos consumidores finais.

Os dois programas têm natureza semelhante, entretanto, o PROINFA incluiu outras fontes de eletricidade renovável como pequenas centrais hidrelétricas e plantas de geração de eletricidade com base em biomassa. A criação desses programas indicou claramente que, sem apoio específico, projetos envolvendo a implementação de plantas que usam fontes renováveis para gerar eletricidade dificilmente seriam implementados de outro modo.

É importante mencionar que o Decreto Brasileiro nº. 5.025 de 30 de março de 2004, que regulamenta a Lei nº 10.438/2002, determina que o PROINFA tem como objetivo reduzir os gases de efeito estufa

⁹ ANEEL (2008). Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3a Edição. Brasília: ANEEL, 2008. 236p. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689>. Acessado em 20 de julho de 2011.

¹⁰ Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês "International Energy Agency"). World Energy Outlook. Informação disponível em <<http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=weo&id=3426&action=detail>>. Acessado em 20 de julho de 2011.

¹¹ FERREIRA, H.T. Energia eólica: barreiras a sua participação no setor elétrico brasileiro. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo: São Paulo, 2008. 111p.



conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC) nos termos do Protocolo de Quioto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política do “Tipo E-”.

A primeira fase do PROINFA foi realizada em 2004, por meio de duas chamadas públicas para seleção de projeto em 6 de abril e 5 de outubro. Não existe indicação de quando a segunda fase será realizada.

Outra iniciativa do governo brasileiro para promover a energia renovável no país foi a realização de leilões de energia somente para fontes alternativas (*Leilão de Fontes de Energia Alternativa - LFA*). A primeira licitação pública destinada especificamente a fontes renováveis (aberta somente para pequenas hidrelétricas, eólica e biomassa) foi realizada em 2007 (em 18 de junho) e resultou na comercialização de 185 MW médios (eletricidade) e capacidade instalada de 638,64 MW (energia)¹². Tabela 2 mostra os resultados individuais do leilão.

Tabela 2: Eletricidade comercializada no leilão de 18 de junho de 2007.

Projeto	Tipo	Energia Contratada (lotes)	Preço de Venda (R\$/MWh)
Pedra Furada	pequena central hidrelétrica	3	134,97
Arvoredo	pequena central hidrelétrica	7	135,00
Varginha	pequena central hidrelétrica	4	135,00
Santa Luzia Alto	pequena central hidrelétrica	14	135,00
Ibirama	pequena central hidrelétrica	13	134,98
Pampeana	pequena central hidrelétrica	5	135,00
		46	
Projeto	Tipo	Energia Contratada (lotes)	Preço (R\$/MWh)
Xanxere	biomassa	25	138,50
Florida Paulista	biomassa	8	139,12
Sao Joao da Boa Vista	biomassa	23	138,60
Louis Dreyfus Lagoa da Prata Fase 1	biomassa	13	139,12
Louis Dreyfus Lagoa da Prata Fase 2	biomassa	6	139,12
Louis Dreyfus Rio Brilhante - Fase 1	biomassa	10	139,12
Louis Dreyfus Rio Brilhante - Fase 2	biomassa	12	139,12
Pioneiros II	biomassa	12	139,12
Santa Cruz AB Fase 1	biomassa	6	138,75
Santa Cruz AB Fase 2	biomassa	14	138,75
Ester	biomassa	7	138,90
Iacanga	biomassa	4	138,94
		140	

Fonte: CCEE disponível em www.ccee.org.br

Como é possível observar nos resultados apresentados acima, nenhuma central geradora eólica conseguiu comercializar sua eletricidade nesse leilão. Isso mostra de forma inequívoca que, nesse momento, a geração de energia eólica era a fonte de geração de eletricidade menos competitiva, mesmo quando fontes mais competitivas como grandes centrais hidrelétricas e centrais termelétricas alimentadas com combustível fóssil não participavam do leilão.

Em vista desses resultados, a alternativa era propor leilões que fossem abertos somente para projetos de geração de energia com base em biomassa (1º Leilão de Energia de Reserva) e para projetos de energia eólica (2º Leilão de Energia de Reserva). Somente com a restrição da participação de outras fontes foi possível observar projetos de energia eólica vendendo eletricidade no mercado regulado.

¹² Os documentos oficiais estão disponíveis ao público em <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx?CategoriaID=43>. O resumo dos resultados do leilão em português descarregada da página da Web mencionada acima é fornecido no arquivo anexo “Evidence 3-Alternative sources auction press release.pdf”.



Alguns pontos precisam ser mais elaborados a partir das experiências mencionadas acima. Em primeiro lugar, de acordo com a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), *as licitações públicas são feitas com base no critério da menor tarifa que é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Megawatt-hora para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras*. Esse critério de compra de eletricidade tem diminuído continuamente os preços pagos pela eletricidade eólica. Na média, a tarifa obtida pelos desenvolvedores do projeto no 2º Leilão de Energia de Reserva, em 2009, para parques eólicos, foi de R\$148,39/MWh. No 3º Leilão de Energia de Reserva que ocorreu em 2010, a tarifa obtida pelos desenvolvedores de parques eólicos foi de R\$ 122.69/MWh¹³.

Considerando o exposto acima, a necessidade de outras fontes de receitas para viabilizar esses projetos fica clara. Entre os projetos que negociaram eletricidade nos leilões realizados pela CCEE mencionados acima, até setembro de 2011, 76% iniciaram o processo de registro do MDL na CQNUMC enviando o formulário de consideração anterior ou submetendo o DCP ao processo de comentário público internacional.

Em segundo lugar, de forma semelhante ao PROINFA, os leilões também consideraram políticas/regulamentações do "Tipo E-". Como afirmado acima, as licitações foram criadas exclusivamente para fontes alternativas que são menos intensivas em emissões e, sem esse incentivo, os projetos dificilmente poderiam ter sido implementados. Importante, do ponto de vista da viabilidade financeira dos projetos, licitações públicas são atraentes porque os Contratos de compra e venda de energia elétrica são de longo prazo e assinados entre o patrocinador do projeto e um pool de concessionárias. Isso contribui para minimizar os riscos associados ao desenvolvimento dos projetos. Entretanto, como mencionado acima, o preço pago pela eletricidade vendida nesses leilões tem diminuído constantemente. Nesse sentido, o preço diminuir ilustra que outros incentivos têm também de ser considerados pelo patrocinador do projeto. Dessa forma, o MDL pode contribuir efetivamente com a superação das barreiras, pois as receitas relacionadas ao MDL aumentam a atratividade dos projetos de centrais elétricas eólicas.

Em resumo, a implementação do PoA contribui para superar a barreira de entrada existente no mercado de MDL e para assegurar outra fonte de receita, contribuindo com o aumento da atratividade do projeto da perspectiva dos patrocinadores do projeto. Seguindo a opção oferecida pelo Conselho Executivo do MDL em seu parágrafo 73º do seu 47º Relatório de Reunião, a adicionalidade será avaliada e demonstrada em nível de CPA.

(iii) Se o programa de atividades estiver executando uma política/regulamentação obrigatória, ela não seria cumprida;

A implementação das atividades de projeto deste PoA não se baseou nem foi realizada para assegurar uma política/regulamentação obrigatória. Os participantes do projeto declaram que o PoA proposto é uma ação voluntária da entidade gerenciadora.

¹³ O resultado de cada leilão já realizado pela CCEE está disponível ao público em <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=d3caa5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>.



- (iv) Se a política/regulamentação obrigatória estiver sendo cumprida, o programa de atividades acarretará um aumento do nível de cumprimento da política/regulamentação obrigatória.

Não se aplica. Como afirmado acima, a implementação das atividades de projeto a serem acrescentadas a este PoA não irão se basear nem foram realizadas para assegurar uma política/regulamentação obrigatória.

A.4.4. Plano operacional, de gerenciamento e de monitoramento do programa de atividades:

A.4.4.1. Plano operacional e de gerenciamento:

A entidade coordenadora e gerenciadora deste PoA é a Omega Energia Renovável S.A. O CME será responsável por todos os assuntos relacionados com MDL. No entanto, o CME encarregou a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (uma consultora de MDL também listada como participante do projeto do PoA proposto) de o CME no desenvolvimento, validação, verificação, aprovação e de CPAs relacionadas ao PoA proposto. O implementador da CPA (desenvolvedor do projeto) é responsável pelos aspectos técnicos da central elétrica e sua operação (construção, operação, manutenção e monitoramento).

As descrições dos acordos operacionais e gerenciais estabelecidos pelo CME são detalhados a seguir:

- (i) Um sistema de contabilidade para cada atividade programática no âmbito do programa de atividades

O CME encarregou a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais (doravante denominada Ecopart) de implementar um sistema de manutenção de registros para a inclusão de CPAs no PoA proposto, que considera as seguintes informações: (a) data de inclusão no PoA, (b) nome da CPA, (c) número de referência do MDL, (d) nome das atividades do projeto envolvidas na CPA, (e) período de crédito (datas inicial e final), (f) nome da usina, (g) local (município, estado e coordenadas de GPS), (h) descrição técnica do projeto, e (i) referência a portarias da ANEEL emitidas em favor da usina (Figura 4).



CPAs incluídas ao "Programa de atividades das centrais elétricas eólicas Omega"

Data de inclusão	Nome da CPA	Ref	Período de Créditos		Informações da planta				
			Data de início	Data final	Nome	Localização	Coordenadas geográficas	Descrição técnica	Resolução ANEEL
não disponível ainda	Central Geradora Eolielétrica de Muritiba	não disponível ainda	01/set/2013	30/ago/2020	Muritiba	São Francisco de Itabapoana, RS	LAT: -21.5786 LONG: -41.0911	5 (five) wind turbines with 1.8 MW each, type V100, manufactured by VESTAS	Not available yet

Figura 4 - Sistema de manutenção de registros para a inclusão de CPAs no PoA proposto.

O sistema de manutenção de registros apresentado acima visa certificar se todo(s) o(s) projeto(s) incluído(s) nas CPAs considerados neste PoA serão identificados de forma exclusiva, evitando a dupla contagem das reduções de emissões.

Esse sistema de manutenção de registros será atualizado pela Ecopart toda vez que uma CPA for incluída no PoA proposto. É importante mencionar que durante o processo de inclusão de CPA, podem ser propostas melhorias no sistema de gestão do PoA.



- (ii) *Um sistema/procedimento para evitar dupla contagem, por exemplo, evitar o caso de inclusão de uma nova atividade programática que já tenha sido registrada como uma atividade de projeto do MDL ou como uma atividade programática de outro programa de atividades*

Além do sistema de manutenção de registros apresentado no item (i) acima, para a inclusão de CPAs no PoA proposto, o CME também encarregou a Ecopart de implementar um banco de dados para evitar a contagem dupla no momento da inclusão de uma nova CPA. Esse banco de dados considera a informação apresentada no site da UNFCCC sobre o Programa de atividades MDL registrados no Brasil, bem como Programa de atividades brasileiros MDL, pois apenas usinas eólicas serão incluídas no PoA proposto, somente projetos MDL registrados no Brasil do âmbito 1 - Indústrias de energia (renováveis/não renováveis) e que aplicam a ACM0002 "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" e AMS-ID "Geração de eletricidade renovável conectada à rede" são considerados.

Registrado	Título	Tipo	Metodologia	Ref	País Anfitrião
28/dez/06	Osório Wind Power Plant Project	eólico	ACM0002 ver. 6	0603	Brasil

Figura 5 - Banco de dados CME para as atividades de projeto do MDL registradas usando ACM0002 no Brasil em julho de 2012

Registrado	Título	Tipo	Metodologia	Ref	País Anfitrião
28/ago/06	Horizonte Wind Power Generation Project	eólico	AMS-I.D. ver. 8	0486	Brasil
30/set/06	Água Doce Wind Power Generation Project	eólico	AMS-I.D. ver. 8	0575	Brasil

Figura 6 - Banco de dados CME para as atividades de projeto do MDL registradas usando AMS-I.D no Brasil em julho de 2012

Registrado	Título	Tipo	Metodologia	Ref	País Anfitrião
29/out/09	Methane capture and combustion from Animal Waste Management System (AWMS) of th	cap. Metano	AMS-III.D. ver. 13	2767	Brasil

Figura 7 Banco de dados de CME para programa de atividades MDL registrado no Brasil -

O banco de dados CME apresentado acima será atualizado pelo CME toda vez que uma nova CPA for submetida para análise de sua inclusão no PoA de acordo com as informações disponíveis no website da UNFCCC. É importante mencionar que durante essa atualização, podem ser propostas melhorias no sistema de gestão do PoA.

No recebimento de uma proposta de inclusão de uma CPA no âmbito do presente PoA, o CME prosseguirá como descrito abaixo:



- (a) O CME fornecerá à Ecopart a documentação técnica da atividade de projeto proposta sendo considerada como uma CPA elegível para ser incluída no PoA;
- (b) A Ecopart verificará se a atividade de projeto já está registrada como CPA nos termos do presente PoA, analisando seu próprio sistema de manutenção de registro das CPAs registradas;
- (c) A Ecopart verificará se o projeto proposto já está registrado no MDL através da análise do banco de dados de atividades de projeto do MDL registradas e do Programa de Atividades de MDL no Brasil;
- (d) O CME, auxiliado pela Ecopart, verificará se o projeto proposto está em conformidade com os critérios de elegibilidade para a inclusão de uma CPA no PoA, conforme estabelecido na seção A.4.2.2 deste PoA;
- (e) O CME estabelecerá uma relação com o implementador da CPA (através de uma carta de intenções ou contrato);
- (f) O CME solicitará a assinatura do implementador da CPA em duas declarações:
 - Declaração de participação voluntária: confirmação de consciência e de acordo com as condições implícitas e responsabilidades relacionadas a esse PoA;
 - Declaração de conformidade: confirmação de que o projeto proposto não visa o registro como único projeto de MDL ou como parte de outro programa de atividades.

Portanto, é responsabilidade do CME garantir que nenhuma dupla contagem ocorra juntamente com a confirmação dos executores da CPA. O sistema/procedimento apresentado acima será realizado por pessoal competente e será revisado em pares.

O sistema/procedimento de CME para a inclusão de novas CPAs neste PoA está resumido no diagrama apresentado abaixo:

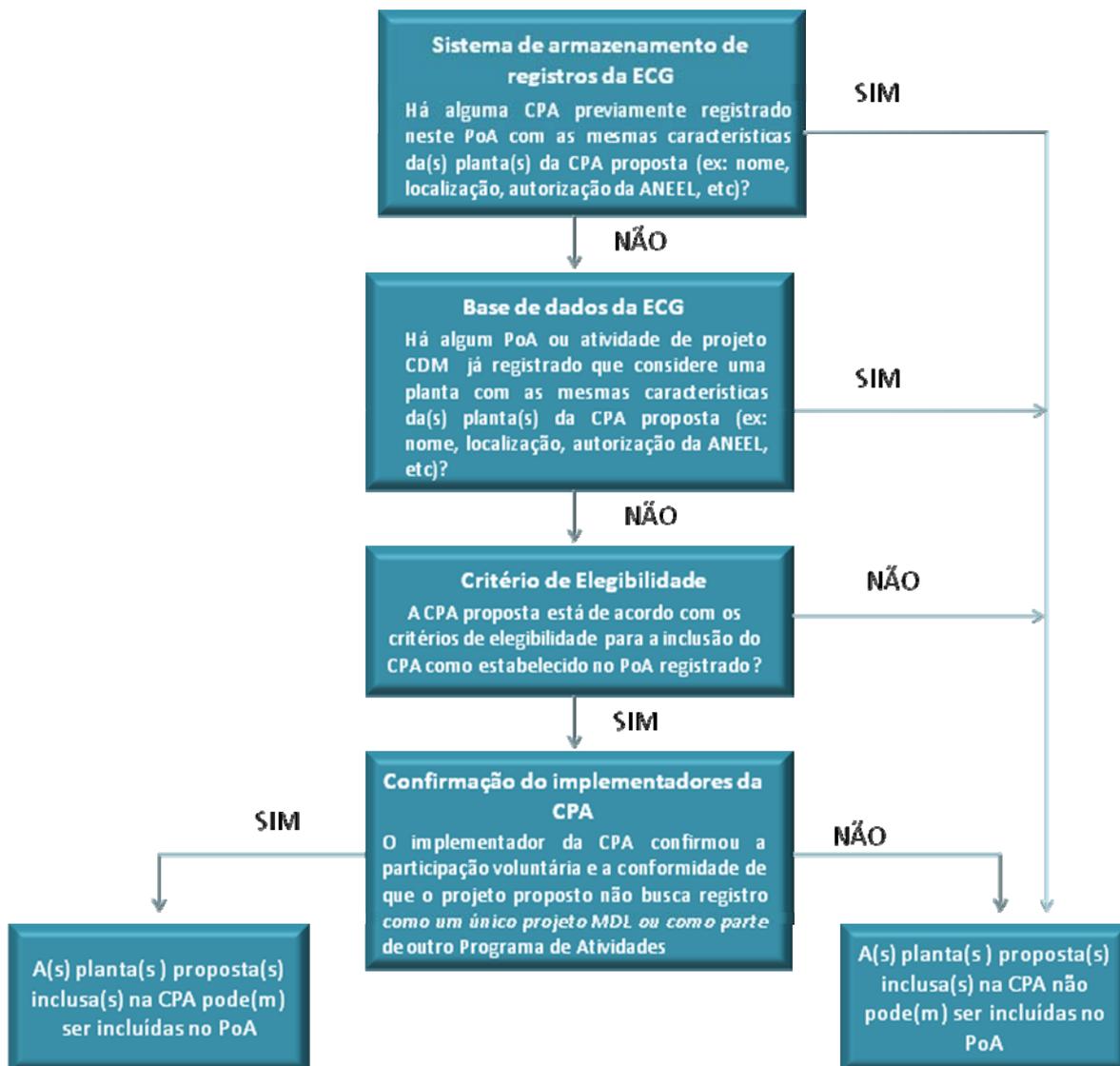


Figura 8 - Procedimento CME para evitar dupla contagem ao incluir novo(s) projeto(s) na(s) CPA(s) para este PoA

Em resumo, sempre que uma nova CPA é identificada, as informações registradas no sistema de manutenção de registros do CME sobre seus próprios projetos e banco de dados CME, relacionados com atividades de projeto do MDL registradas e Programa de atividades do MDL serão consultadas. Assim, as informações central elétrica eólica consideradas na nova CPA devem ser comparadas com as CPAs já adicionadas a esse PoA proposto e atividades de projeto do MDL e Programa de Atividades do MDL já registradas. Se for confirmado que não há outro(s) projeto(s) previamente adicionado(s) a este PoA ou registrado no MDL semelhante(s) ao(s) projeto(s) proposto(s), o CME continuará de acordo com os itens (c), d) e (e) acima descritos. A nova CPA deve ser incluída somente após aprovação no sistema/procedimento apresentado acima.



O sistema/procedimento apresentado acima garantirá que todo(s) o(s) projeto(s) incluído(s) nas CPAs considerados neste PoA seja(m) identificado(s) de forma exclusiva, evitando a dupla contagem das reduções de emissões neste PoA.

(iii) *As disposições para assegurar que os operadores da atividade programática estejam cientes e tenham concordado com a participação da sua atividade em um programa de atividades*

Para assegurar que os operadores da CPA estejam cientes e tenham concordado com a participação da sua atividade em um PoA proposto, o operador/implementador da CPA deve assinar uma declaração de participação voluntária, declarando que concordou com as condições e responsabilidades implícitas.

A.4.4.2. Plano de monitoramento:

O plano de monitoramento será implementado por CPA seguindo a descrição fornecida na seção E.7.2 e considerando os parâmetros descritos na seção E.7.1. O plano de monitoramento define que o implementador do projeto de cada CPA deve, periodicamente, apresentar os dados de monitoramento para a entidade coordenadora (Omega Energia Renovável S.A.).

A verificação será realizada pela entidade coordenadora e gerenciadora e será realizada por CPA ou em grupos, sem aplicação de métodos de amostragem. Como descrito no plano de monitoramento do PoA (Seção E.7.2.), o monitoramento da geração de eletricidade pelas centrais geradoras eolielétricas segue os procedimentos estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela ANEEL e CCEE. Cada central elétrica eólica é identificada individualmente no sistema dessas entidades. Esse procedimento garante que nenhuma dupla contagem ocorra e que o status de verificação possa ser determinado a qualquer momento para cada CPA.

Como os dados de monitoramento serão cruzados com as informações do CCEE, não se espera que haja dupla contagem. Além disso, como não são usados métodos de amostragem e as CPAs são individualmente monitoradas, o status de verificação pode ser determinado a qualquer momento para cada CPA.

A.4.5 Financiamento público do programa de atividades:

Este Programa de Atividades não recebe qualquer financiamento público.

SEÇÃO B. Duração do programa de atividades

B.1. Data de início do programa de atividades:

27/10/2011

OBSERVAÇÃO: Essa data representa a data na qual o PoA proposto tornou-se disponível ao público no web site da CQNUMC (começo do processo de comentário público internacional).



B.2. Duração do programa de atividades

⋮

28 a - 0 m.

C.1. Indique o nível em que é realizada a análise ambiental, segundo as exigências das modalidades e procedimentos do MDL. Justifique a escolha do nível em que a análise ambiental é realizada:

1. A análise ambiental é feita no nível do programa de atividades
2. A análise ambiental é feita no nível da atividade programática

No Brasil, o patrocínio de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou qualquer outra atividade capaz de causar degradação ambiental é obrigado a assegurar diversas permissões do órgão ambiental relevante (federal e/ou estadual, dependendo dos aspectos técnicos do projeto).

O impacto ambiental dos projetos a serem incluídos no futuro neste PoA (ou seja, centrais geradoras eolielétricas) é considerado pequeno em comparação com as outras fontes de geração de eletricidade. De acordo com a Resolução nº 279¹⁴, datada de 27 de junho de 2001, emitida pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), as Centrais Geradoras Eolielétricas devem fazer uma avaliação do impacto ambiental simplificada para obter as licenças necessárias para o projeto. Portanto, o nível de CPA foi escolhido como aquele em que a análise ambiental será executada.

As licenças exigidas por essa resolução são:

A autorização preliminar (*Licença Prévia* ou *LP*);

A licença de construção (*Licença de Instalação* ou *LI*); e

A licença de operação (*Licença de Operação* ou *LO*).

O processo inicia por uma análise prévia (estudos preliminares) realizada pelo patrocinador do projeto que é enviada à agência ambiental. Após o órgão ambiental local ter um entendimento positivo sobre o conceito ambiental do projeto, a Licença Prévia (LP) é emitida.

Para obter a Licença de Instalação (LI), é necessário apresentar (a) informações adicionais relacionadas ao estudo anterior; (b) um novo estudo simplificado; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, de acordo com a decisão do órgão ambiental informada na LP.

A Licença de Operação (LO) é o resultado dos testes pré-operacionais durante a fase de construção para verificar se todas as exigências feitas pelo órgão ambiental local foram concluídas.

C.2. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:

¹⁴ Disponível em <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res01/res27901.html>>. Acesso em 14 de julho de 2011.



Considerando as particularidades que podem ocorrer dependendo do local das CPAs, a análise ambiental e a documentação mencionada acima serão discutidas separadamente para cada um dos projetos no mesmo nível da CPA.

C.3 Informe se, de acordo com as leis/regulamentações da Parte anfitriã, uma avaliação de impacto ambiental é exigida para uma atividade programática típica incluída no programa de atividades:

De acordo com as regulamentações ambientais brasileiras, é necessária uma avaliação de impacto ambiental para cada CPA a ser acrescentada ao PoA proposto.

Como mencionado acima, o impacto ambiental do projeto considerado neste PoA é considerado pequeno dadas outras fontes de geração de eletricidade. No entanto, eles devem realizar o estudo de impacto ambiental e respectivo relatório de impacto ambiental para obter as autorizações necessárias para o projeto de acordo com a Resolução do *Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA n° 237/97*)

Nesse sentido, será feita uma avaliação de impacto ambiental separadamente para cada central elétrica, correspondendo então a uma CPA típica.

SEÇÃO D. Comentários dos atores

D.1. Indique o nível em que foram solicitados comentários dos atores locais. Justifique a escolha:

1. A consulta aos atores locais é feita no nível do programa de atividades
2. A consulta aos atores locais é feita no nível da atividade programática

A consulta pública local foi realizada em nível do PoA com base nas exigências da Autoridade Nacional Designada brasileira, a Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima, para obter a Carta de Aprovação.

D.2. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:

De acordo com a Resolução n° 9, publicada em 20 de março de 2009¹⁵, a *Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC) declara que a entidade* a entidade responsável pela coordenação e o gerenciamento convidará para comentários pelo menos as seguintes entidades a fim de obter a Carta de Aprovação para o programa de atividades:

- *Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC;*
- *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – FBOMS;*
- Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica, representando as instituições nacionais competentes cujo trabalho está diretamente ou indiretamente relacionados ao Programa de atividades proposto;

¹⁵Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0201/201258.pdf>. Acesso em 18 de julho de 2011.



- Ministério Público Federal.

Adicionalmente, a Resolução nº 9 também estabeleceu que todas as exigências relacionadas ao processo de aprovação para atividades de projeto do MDL deverão ser também aplicadas ao buscar a aprovação do programa de atividades. Nesse sentido, alguns dos procedimentos estabelecidos pela Resolução nº 7, emitida em 5 de março de 2008¹⁶, também serão seguidos.

Além dos procedimentos estabelecidos na Resolução nº 9, a Resolução nº 7 também exige que no momento que as cartas forem enviadas, uma versão do DCP no idioma local e uma declaração afirmando como o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país devem ser disponibilizadas a esses atores, pelo menos 15 dias antes do início do processo de comentário público internacional.

As versões em português do CDM-PoA-DD, CDM-CPA-DD (tanto a genérica como a desenvolvida considerando um caso real) foram publicadas no web site <http://sites.google.com/site/consultadcp/> on 03/10/2011 que é também a data em que as cartas-convite foram enviadas aos agentes mencionados acima.

Cópias das cartas e a confirmação de recebimento dos correios estão disponíveis sob solicitação e serão enviadas à EOD durante a validação da atividade do projeto.

D.3. Síntese dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido ainda.

D.4. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido ainda.

SEÇÃO E. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento

E.1. Título e referência da metodologia de linha de base e monitoramento aprovada aplicada a cada atividade programática incluída no programa de atividades:

ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (Versão 12.3.0).

- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 2.2.1);
- Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (versão 6.0.0);
- Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis (versão 2);
- Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade (versão

¹⁶ Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/>>.



3.0.1).

A ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade e a Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis não são aplicáveis à atividade do projeto e, portanto, não são usadas.

E.2. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela se aplica a cada atividade programática:

A justificativa da escolha da metodologia ACM0002 e por que é aplicável a cada uma das CPAs a ser acrescentada ao PoA proposto está descrita em mais detalhes abaixo.

A metodologia ACM0002 é aplicável a atividades do projeto de geração de energia renovável interligada à rede que (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova) (b) envolvem uma adição de capacidade (c) envolvem uma modernização de planta(s) existente(s) ou (d) envolvem substituição de planta(s) existente(s).

As plantas a serem consideradas em cada CPA são todas de geração de energia renovável interligada à rede (ou seja, centrais geradoras eólicas) correspondendo à opção (a) fornecidas no parágrafo acima.

A metodologia também fornece as seguintes condições:

- A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, retrofitting ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica, unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas ou unidade/central de energia de marés;

As CPAs a serem adicionadas no PoA devem corresponder à instalação de uma nova central elétrica eólica.

- No caso de adições de capacidade, modernizações ou substituições (com exceção dos projetos de adição de capacidade para os quais a geração de eletricidade da(s) central(ais) elétrica(s) ou unidade(s) existente(s) não é afetado): a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve adição da capacidade ou modernização da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto;

Não se aplica. A CPA proposta é a implementação de uma nova central geradora eólicas.

- No caso de centrais hidrelétricas
 - Pelo menos uma das seguintes condições deve se aplicar:
 - A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, sem qualquer alteração no volume de nenhum dos reservatórios; ou



- A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, em que o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m^2 após a implementação da atividade de projeto; ou
- Os resultados da atividade do projeto em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m^2 após a implementação da atividade de projeto.

No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que 4 W/m^2 após a implementação da atividade de projeto todas as condições a seguir deverão se aplicar.

- *A densidade de potência calculada para a atividade do projeto completa usando a equação 5 é maior que 4 W/m^2 ;*
- *Todos os reservatórios e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e foram projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada;*
- *O fluxo de água entre os múltiplos reservatórios não é usado por qualquer outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto;*
- *A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que 4 W/m^2 , é menor que 15MW;*
- *A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que 4 W/m^2 , é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.*

Não se aplica. As CPAs a serem adicionadas ao PoA não correspondem a uma central hidrelétrica.

Por fim, a metodologia tem as seguintes restrições – *ou seja*, as atividades do projeto não podem ser aplicáveis nos seguintes casos:

- *Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;*
- *Centrais elétricas alimentadas com biomassa;*
- *Uma central hidrelétrica que resulta na criação de um novo reservatório único ou no aumento de um único reservatório existente em que a densidade de potência do reservatório é menor do que 4 W/m^2 .*

A CPA é elegível para uso da ACM0002, pois ela não corresponde a nenhuma das restrições listadas acima. Além das condições de aplicabilidade da metodologia ACM0002, as condições de aplicabilidade das ferramentas usadas também devem ser avaliadas.

Para estimar as emissões da linha de base que ocorrem após a implementação da CPA é usada a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Essa ferramenta fornece os passos

necessários para estimar o fator de emissão de CO₂, que consiste em uma “*margem combinada*”, para o deslocamento da eletricidade gerada pelas plantas interligadas a uma rede elétrica.

Como descrito em mais detalhes a seguir na seção B.6.1, as centrais elétricas fora da rede não são consideradas. Portanto, as exigências do Anexo 2 da ferramenta, referentes às condições de aplicabilidade que devem ser atendidas quando esses tipos de planta são considerados, não se aplicam. Além disso, o Sistema Elétrico Brasileiro não está nem parcialmente nem totalmente localizado em qualquer país do Anexo I.

Nesse sentido, concluiu-se que não existem condições de aplicabilidade que evitem o uso dessa ferramenta para estimar o fator de emissão de CO₂ do Sistema Elétrico Brasileiro no contexto da atividade de projeto da CPA proposta.

E.3. Descrição das fontes e gases contidos no limite da atividade programática

De acordo com a ACM0002, a extensão espacial do limite do projeto inclui a central elétrica do projeto e todas as centrais elétricas interligadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a central elétrica do projeto de MDL está conectada.

Em 26 de maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada brasileira publicou a Resolução nº 8 que define um sistema único para o Sistema Interligado Nacional, cobrindo todas as cinco regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste).¹⁷ A figura abaixo é uma representação gráfica do limite do projeto.

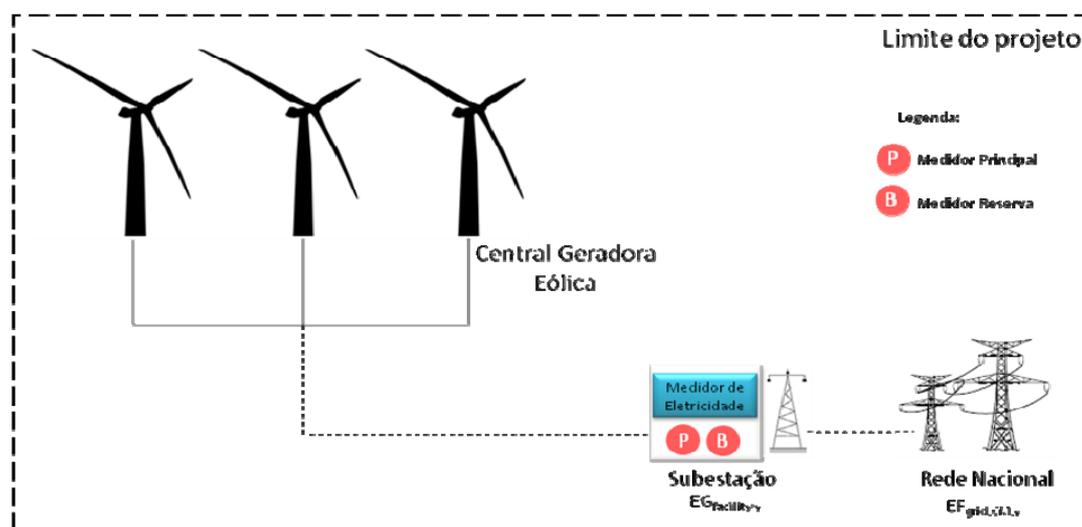


Figura 9: Limite da CPA.

As fontes de gases de efeito estufa e emissão incluídas ou excluídas do limite da CPA são mostradas na tabela a seguir.

¹⁷ Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf>.



Tabela 3: Fontes de emissões incluídas ou excluídas no limite da CPA.

	Fonte	Gás	Incluído(a)?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH ₄	não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	não	Fonte de emissão pequena.
Atividade do Projeto	Para centrais elétricas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	Não se aplica.		
	Emissões de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais elétricas geotérmicas	Não se aplica.		
	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	Não se aplica.		

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

As CPAs a serem incluídas no Programa de atividades proposto correspondem à instalação de uma nova central elétrica eólica interligada à rede. Portanto, de acordo com a metodologia ACM0002, o cenário da linha de base é o seguinte:

“A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto seria, de outra forma, gerada pela operação das centrais interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), como descrito na Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

E.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade programática sendo incluída como programa de atividades registrado (avaliação e demonstração da adicionalidade da atividade programática):

E.5.1. Avaliação e demonstração da adicionalidade para uma atividade programática típica:

De acordo com os procedimentos fornecidos na metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, a adicionalidade de uma CPA típica deve ser avaliada e demonstrada através da aplicação da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”. Essa ferramenta fornece 4 passos para determinar se a atividade do projeto é adicional ou não, que estão mais detalhados a seguir.



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

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade do projeto:

Cenário 1: continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida pelo Sistema Interligado Nacional .

Cenário 2: A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL.

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias:

Os dois cenários alternativos identificados acima estão em conformidade com todas as normas e com as seguintes entidades: ONS; ANEEL e as agências ambientais relevantes (federais e estaduais, quando aplicáveis).

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 2

Passo 2. Análise de investimentos

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado:

A adicionalidade de uma CPA típica será demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento (opção III). As opções I e II não são consideradas aplicáveis a CPAs típicas considerando que:

Opção I – tanto a atividade de projeto do MDL como as alternativas identificadas no Passo 1 geram benefícios financeiros e econômicos além da receita relacionada ao MDL.

Opção II – a implementação de outros tipos de projeto de geração de energia renovável - ou seja, projetos de cogeração ou de pequena central hidrelétrica - não são alternativas possíveis no local onde o projeto descrito na CPA está planejado.

Além disso, de acordo com o parágrafo 19, Anexo 5, EB62, a análise de benchmark foi identificada como o método mais adequado para demonstrar a adicionalidade da Atividade de projeto do MDL proposta, pois a alternativa à implementação da central geradora eolielétrica é o fornecimento de eletricidade da rede.

Subpasso 2b – Opção III - análise de benchmark

O indicador financeiro identificado por uma CPA típica é a Taxa Interna de Retorno do Projeto (P-IRR) ou a Taxa de Interna de Retorno do capital próprio (E-IRR) calculado no fluxo de caixa do projeto. A TIR a ser apresentada na CPA será comparada ao benchmark adequado do setor elétrico (de acordo com o parágrafo 12, Anexo 5, EB62), que é o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) para o TIR do projeto e



o Capital próprio de retorno (K_e) para TIR de capital próprio.. Preferivelmente, o indicador e o benchmark serão calculados em termos reais.

Subpasso 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Todas as hipóteses feitas e todos os dados usados para estimar o benchmark têm que ser apresentados à EOD. A planilha usada para cálculo do CMPC estará disponível com a entidade coordenadora e gerenciadora e também será fornecida à EOD. Os parâmetros usados no cálculo serão apresentados e discutidos separadamente em cada CPA.

O CMPC tem que ser calculado usando parâmetros que sejam padrão no mercado (p.ex., não relacionados à lucratividade esperada do patrocinador do projeto) considerando as informações do ano em que a decisão de construir a planta foi/é/será tomada. A justificativa do cálculo é apresentada abaixo.

Benchmark - Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC)¹⁸

O custo médio ponderado de capital (CMPC) é uma taxa usada para descontar fluxos de caixa do negócio e que leva em consideração o custo da dívida e o custo do capital próprio de um investidor típico no setor da atividade do projeto. O benchmark pode ser aplicado ao fluxo de caixa do projeto como uma taxa de desconto durante o cálculo do valor presente líquido (VPL) do mesmo, ou simplesmente comparando seu valor à taxa interna de retorno (TIR) do projeto. O CMPC considera que os acionistas esperam obter retorno em relação ao risco projetado de investir recursos em uma atividade ou setor específico em um determinado país.

O cálculo do CMPC é feito com base em parâmetros padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do desenvolvedor deste projeto específico. Após o potencial de energia eólica ser descoberto, qualquer entidade corporativa pode obter a autorização do governo para construir uma central geradora eolielétrica. Além disso, até mesmo depois do proponente de projeto obter tal autorização, pode ser negociada depois. Portanto, o uso de um benchmark setorial é aplicável de acordo com a orientação fornecida no parágrafo 13, Anexo 5, EB62.

O CMPC deve ser válido e aplicável no momento da decisão de investimento calculado através da fórmula a seguir:

$$\text{CMPC} = W_d \times K_d + W_e \times K_e, \text{ onde:}$$

W_e e W_d são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. Os pesos serão obtidos na Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos¹⁹, que considera um

¹⁸ A ser determinado quando a CPA proposta utiliza a TIR do projeto como o indicador financeiro para demonstrar a adicionalidade.

¹⁹ Parágrafo 18, EB 62, Anexo 5. <http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf>



valor padrão para projetos do MDL. **Kd** e **Ke** são, respectivamente, o custo da dívida e o custo do capital próprio. Explicações detalhadas relativas aos dois cálculos são apresentadas a seguir.

Custo da dívida (Kd)¹⁸

Kd é o custo da dívida, que é observado no mercado com relação à atividade do projeto, e que já leva em conta os benefícios de impostos de contratação de dívidas. **Kd** também é derivado de empréstimos de longo prazo aplicados ao setor no Brasil e, portanto, tem como base três variáveis, incluindo as taxas de juros da linha de crédito do esforço de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. **Kd** é calculado considerando a soma de:

- Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) (**a**);
- Remuneração do BNDES (**b**);
- Taxa de risco de crédito (**c**).

A TJLP (**a**) é um número variável do mercado que avalia a taxa da dívida que deve ser aplicada à parte média que toma empréstimo do BNDES. Este número é a maioria adjacente encontrada na parte da dívida dos tomadores de empréstimo do BNDES. A TJLP tem como base fatores pertencentes às taxas de mercado e o spread de taxas corporativas sobre o risco do governo.

A remuneração do BNDES (**b**) e a taxa de risco de crédito (**c**) são dois outros fatores que constituem a taxa da dívida que as empresas no Brasil encontram via BNDES. A remuneração do BNDES é a taxa fixada pelo BNDES para seus custos administrativos e operacionais, e para sua remuneração. Esta taxa varia de acordo com as políticas do BNDES, é não negociável e a taxa menos discutível na equação. Com relação à taxa de risco de crédito, todos os anos o BNDES fornece os limites inferior e superior para definir a margem de variação dessa taxa. Ele respeita sua percepção dos riscos e as políticas do banco. Para fins de nosso cálculo e devido ao fato de que está sendo considerado o setor como um todo, estimamos essa taxa obtendo a média do limite superior da margem com a taxa estabelecida para empréstimos para a administração pública direta dos estados e cidades, que é a taxa mais baixa que pode ser fornecida a um investidor privado.

Dois outros componentes do cálculo de **Kd** são a alíquota do imposto marginal (**t**) e a previsão da inflação (**π**). No cálculo de **Kd**, a alíquota do imposto marginal (**t**) é multiplicada pelo Custo da dívida e depois pela razão dívida/custo total do capital para determinar a parte da dívida da fórmula do CMPC. No caso do Brasil e, especificamente, dos projetos de energia, esse fator do imposto pode ser de 34% (lucro real) ou 0% (lucro presumido). Isso é decidido pelo tipo específico do projeto e pelo regime de impostos no qual ele se enquadra.

Para serem elegíveis ao Lucro Presumido, as receitas das entidades corporativas devem ser inferiores a R\$ 48 milhões por ano (Artigo 13, Lei nº 9.718/1998)²⁰.

No sistema de Lucro Presumido, 8% das vendas brutas além das receitas/ganhos financeiros são usados como base para o cálculo do imposto de renda. Aplica-se a esse valor uma taxa de 25%, resultando no valor

²⁰ Disponível para o público em português em <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/Ant2001/lei971898.htm>.



final do imposto de renda. Para o cálculo da contribuição social, 12% das vendas brutas além das receitas/ganhos financeiros são usados como base de cálculo. Aplica-se a esse valor uma taxa de 9%, resultando no valor final da contribuição social (conforme o Artigo 518 do Decreto Federal 3000, de 26 de março de 1999) (veja a Tabela 4 como exemplo).

Tabela 4: Imposto de Renda e Contribuição Social (cálculo ilustrativo):

Income Tax	\$
Gross Sales	1.000
Presumed Profit for income tax (8%)	80
Financial revenue	500
Total Presumed for income tax	580
Income tax due (app. 25%)	145

Social contribution	\$
Gross Sales	1.000
Presumed Profit for social contribution (12%)	120
Financial revenue	500
Total Presumed Profit for social contribution	620
Social contribution due (9%)	55.80

Fonte: KPMG. Investimentos no Brasil: Imposto. (2008)²¹.

Portanto, uma entidade corporativa que opte pelo esquema de lucro presumido paga a mesma alíquota de imposto de renda e contribuição social, sem importar seus custos, despesas, outros itens monetários, como juros a pagar, e itens não monetários, como depreciação, porque esses elementos não são dedutíveis nesse sistema.

A taxa nominal obtida para a dívida é usada para calcular o CMPC nominal, que é usado para descontar projeções do fluxo de caixa nominal. Para obter a taxa do fluxo de caixa real, o número da meta para a inflação (π) no Brasil é reduzido do número nominal obtido. O π é obtido do Banco Central do Brasil (www.bcb.gov.br) e tem apresentado uma variação muito pequena nos últimos 5 anos.

Considerando as explicações acima, **Kd** é calculado através da seguinte equação:

$$\mathbf{Kd} = [1 + (a + b + c) \times (1 - t)] / [(1 + \pi) - 1]$$

*Custo do capital próprio (Ke)*²²

Ke é o custo de capital próprio. De acordo com a opção b) fornecida no parágrafo 15 do Anexo 5, EB62, ele deve ser estimado usando as melhores práticas financeiras através do Modelo de Determinação do Preço dos Ativos Fixos – CAPM (do inglês *Capital Asset Pricing Model*) (mencionado como um método apropriado para o cálculo de benchmarks na orientação 14, anexo 5, EB62). Este método considera o risco

²¹ KPMG. Investimentos no Brasil: Imposto. São Paulo: Escrituras Editora, 2008. Disponível ao público em inglês no endereço eletrônico

http://www.kpmg.com.br/publicacoes/livros_tecnicos/Investment_in_Brazil10_out08.pdf

²² A ser determinado quando a CPA proposta utiliza a TIR do projeto ou a TIR do capital próprio como o indicador financeiro para demonstrar a adicionalidade.



associado em investir no setor elétrico brasileiro, que nos últimos anos tem se tornado cada vez mais competitivo devido aos leilões conduzidos pelo governo.

K_e é a soma dos seguintes parâmetros:

- Taxa livre de riscos (**R_f**);
- Prêmio de risco do capital próprio (**R_m**);
- Estimativa do prêmio pelo risco país (**R_c**);
- Risco setorial (**β**)

R_f é a taxa livre de riscos. A taxa livre de riscos usada para cálculo do **K_e** foi uma taxa de título de longo prazo. Esse título foi emitido pelo governo brasileiro, denominado em dólares norte-americanos. Portanto, a taxa inclui o risco país brasileiro. Existe um risco maior associado ao investimento no Brasil, ou em títulos brasileiros, em comparação com um mercado maduro como o dos Estados Unidos. Esse risco reflete-se nos retornos mais altos esperados dos títulos do governo brasileiro em comparação com os títulos de governo de mercados maduros. Na consideração do título do governo brasileiro, esse prêmio por um risco maior foi capturado em nossos cálculos.

Para ajustar a taxa livre de riscos (**R_f**) à taxa de inflação ajustada, foi reduzida a taxa de inflação esperada (dos Estados Unidos) (**π^***). O Título do Tesouro Norte-Americano de 10 Anos (**$^{\wedge}TNX$**) e TIPS (Treasury Inflation Protected Securities) são considerados para a proposta de cálculo e são prontamente cotados no mercado dos EUA. O índice **$^{\wedge}TNX$** incorpora em seu valor a inflação, ao passo que o TIPS é um índice sem inflação. A subtração dos valores médios do período escolhido do **$^{\wedge}TNX$** e do TIPS resulta na inflação estimada. Não existe necessidade de ajuste para a inflação esperada do Brasil ao lidar com uma taxa de atratividade em termos reais.

O risco setorial é a sensibilidade média de empresas comparáveis nesse setor em relação aos movimentos no mercado subjacente. O parâmetro considerado para o risco setorial é o beta " **β** ", obtido da correlação entre os retornos de empresas dos EUA do setor e o desempenho dos retornos do mercado dos EUA. **β** foi ajustado à alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo tanto riscos estruturais como financeiros. **β** ajusta o prêmio do mercado ao setor.

R_m representa o prêmio do mercado, ou o retorno mais alto, esperado pelos participantes do mercado devido aos spreads históricos obtidos dos investimentos em capital próprio versus ativos livres de risco, como as taxas de títulos do governo; os investidores requerem um retorno mais alto quando investem em empresas privadas. O prêmio do mercado é estimado com base na diferença histórica entre os retornos do S&P 500 e os retornos dos títulos dos EUA de longo prazo. O spread sobre a taxa livre de riscos é a média da diferença entre esses retornos.

Observe que na fórmula acima existe o fator EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus, Índice de Títulos de Mercados Emergentes), considerado como o prêmio pelo risco país, **R_c** . Este fator leva em conta o risco país ou soberano embutido na dívida de um país. Considerando que o EMBI+ relativo ao mercado de dívida livre de riscos dos EUA é 0, então o EMBI+ do Brasil seria calculado para o risco adicionado ou reduzido relativo dos mercados de dívida do Brasil em relação aos EUA.



A justificativa da adição do EMBI+ à taxa livre de riscos vem das vastas diferenças com os Estados Unidos em fatores como risco de crédito, histórico de inflação, política, mercados de dívida e outros. Ignorar essas diferenças resultaria na aplicação incorreta de fatores ambientais relevantes no processo de tomada de decisão de um investidor no Brasil.

Como mencionado no cálculo de **Kd** para obter a taxa do fluxo de caixa real, o número da meta para a inflação (π) no Brasil é reduzido do número nominal obtido do Banco Central do Brasil.

Considerando a explicação acima, K_e é calculado através da seguinte equação:

$$K_e = [(1 + (R_f) / (1 + \pi')) - 1] + (\beta \times R_m) + R_c$$

Indicador Financeiro - Taxa Interna de Retorno do projeto ou de capital próprio

Como mencionado acima, o indicador financeiro identificado será a Taxa Interna de Retorno (TIR), que pode ser a TIR do projeto ou a TIR do capital próprio. A TIR do projeto pode ser comparada com o CMPC e a TIR do capital próprio com o Retorno sobre o Capital Próprio (K_e)²³. O fluxo de caixa de cada projeto será calculado considerando uma vida útil estimada de 20 anos²⁴.

A tabela apresentada abaixo fornece uma lista dos valores principais de entrada assim como uma breve justificativa do seu uso. Os valores usados serão apresentados na CPA. Além disso, os documentos que evidenciam todos os valores de entrada mencionados, usados para estimar a TIR, têm que ser fornecidos à EOD e a planilha de cálculo da TIR tem que ser anexada à CPA.

Tabela 5: Parâmetros e justificativa dos dados utilizados na análise de investimento.

Parâmetro	Justificativa/fonte das informações usadas
Capacidade instalada (MW)	Preferivelmente com base na concepção do projeto do parque eólico e apoiada pela certificação eólica.
Fator de carga da planta†	Valor estimado pela empresa de certificação eólica com probabilidade de 50% (P50). O uso do relatório de certificação eólica está de acordo com o parágrafo 3(b) do Anexo 11, EB 48. Essa faixa de probabilidade representa uma probabilidade de 50:50 de uma geração maior ou menor de eletricidade pela planta e pode ser considerada conservadora. Por exemplo, as instituições financeiras geralmente consideram P90 no contrato de financiamento.
Preço do CCVE (R\$/MWh)	O preço considerado na análise de investimento é derivado do CCVE quando disponível, ou; com base no Preço de Liquidação para as Diferenças (PLD).
100% TUST/ taxa TUSD	No Brasil, os produtores de eletricidade que usam fontes renováveis recebem um desconto de 50% na taxa TUST (<i>Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão</i>) ou na taxa TUSD (<i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</i>).

²³ Orientação 12, Anexo 5, EB 62, link: <http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf>.

²⁴ Período de avaliação máximo recomendado pela orientação 3, Anexo 5, EB 62. link: <http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf>.



	Esse desconto visa aumentar os investimentos em projetos de energia renovável e deverá ser considerado como política do Tipo E-, como definido no Anexo 3, EB 22. Além disso, de acordo com esse esclarecimento, não é necessário considerar as políticas do tipo E- ²⁵ no desenvolvimento do cenário da linha de base, se implementado após 11 de novembro de 2001. A redução da taxa TUST/TUSD foi estabelecida pela ANEEL, Resolução nº 77 datada de 18/08/2004 ²⁶ . Portanto, o desconto não será levado em consideração.
<i>Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI)</i>	Imposto sobre Produtos Industrializados(IPI) representa um imposto sobre produtos industrializados. Desde 2009, o governo federal concordou em isentar as turbinas eólicas de pagar este imposto. Considerando que esta política é específica para turbinas eólicas, ou em vez disso, a política cria incentivos para tecnologias menos intensivas na emissão de GEE (política do Tipo E), a isenção não foi considerada.
Investimento (R\$ 1.000)	Preferivelmente com base nas cotações dos fabricantes e nas dos provedores de serviços EPC.
<i>P/CP-TIR%</i>	<i>Taxa Interna de Retorno de projeto/capital próprio da central elétrica eólica</i>

† Dependendo do ponto de interligação da planta (distribuição ou sistema de transmissão), esse valor pode considerar as perdas de transmissão do sistema. As perdas de transmissão são determinadas em relação à gravidade do ponto do Sistema Interligado Brasileiro e pode ser confirmado com o relatório publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica disponível em www.ccee.org.br

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

Uma análise de sensibilidade será realizada alterando-se os seguintes parâmetros:

- Aumento na geração de eletricidade, que pode aumentar as receitas do projeto;
- Aumento na tarifa de eletricidade, que também pode influenciar as receitas do projeto;
- Redução nos investimentos esperados.

Aqueles parâmetros são selecionados como sendo os mais prováveis para oscilar ao longo do tempo. Além disso, essas variáveis constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto (parágrafo 20 do Anexo 5, EB62). Em primeiro lugar, foi realizada a análise de sensibilidade alterando cada um desses parâmetros em 10% e avaliando qual foi o impacto no indicador financeiro (parágrafo 21 do Anexo 5, EB62).

²⁵ Do parágrafo 6.b) do Anexo 3, CE 22 Tipo E - as políticas são *nacionais e/ou políticas ou normas setoriais que dão vantagens comparativas às tecnologias menos intensivas em emissões sobre as tecnologias mais intensivas em emissões (p.ex., os subsídios públicos para promover a difusão da energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética).*

²⁶ Disponível em português em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>>. Acessado em 02/09/2011.



Foi realizada uma simulação alterando os parâmetros mencionados acima para verificar possíveis cenários onde o indicador financeiro igualaria o benchmark. Independentemente do resultado, será apresentada uma avaliação da probabilidade de ocorrência do cenário.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3

Passo 3. Análise de barreiras

Subpasso 3a. Identificar barreiras que impediriam a implementação do tipo de atividade do projeto proposta

Não se aplica. O passo 2 foi aplicado para determinar a adicionalidade do projeto.

Subpasso 3b. Mostrar que as barreiras identificadas não evitariam a implementação de pelo menos uma das alternativas:

Não se aplica. O passo 2 foi usado para determinar a adicionalidade do projeto.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 4

Passo 4. Análise da prática comum

Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta:

Não aplicável uma vez que a atividade de projeto proposta é listada como uma das medidas descritas no parágrafo 6 da ferramenta, como discutido abaixo.

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Não aplicável uma vez que a atividade de projeto proposta é listada como uma das medidas descritas no parágrafo 6 da ferramenta, como discutido abaixo.

DE acordo com o parágrafo 47 da ferramenta de adicionalidade, uma abordagem gradual deve ser aplicada durante a realização da análise prática comum. Além disso, a ferramenta lista as medidas para as quais o método é aplicável.

A CPA típica a ser incluída no PoA proposto corresponde à opção (b) - *Substituição de tecnologia com ou sem mudança de fonte de energia (incluindo a melhoria da eficiência energética, bem como utilização de energias renováveis)* - uma vez que consiste em uma substituição de eletricidade da rede pela geração de



eletricidade em centrais elétricas eólicas²⁷. Portanto, somente as centrais geradoras eolielétricas foram consideradas nesta análise da prática comum.

Passo 1: *Calcule a faixa de geração aplicável como +/-50% da geração de projeto ou capacidade da atividade do projeto proposta.*

Considerando a geração de projeto ou a capacidade da CPA proposta, a faixa aplicável da geração de projeto ou capacidade instalada a ser considerada ao conduzir a análise prática comum, conforme estabelecido acima é determinada de acordo com esse passo.

Passo 2: *Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável no passo 1, como a atividade do projeto proposta e tenha iniciado a operação comercial antes da data de início do projeto. Anotar seus números N_{all} . As atividades de projeto do MDL não devem ser incluídas nesse passo;*

De acordo com a orientação do passo 2, as plantas a serem consideradas na análise são selecionadas seguindo as definições de geração e área geográfica, conforme apresentado na ferramenta de adicionalidade.

(i) *Saída*

A ferramenta de adicionalidade define geração como "*bens ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis (e.g. clínquer, iluminação, cozinha residencial)*". Portanto, no caso das CPAs, a geração considerada é a eletricidade renovável gerada pelas centrais geradoras eolielétricas interligadas à rede.

(ii) *Área geográfica aplicável*

A ferramenta de adicionalidade afirma:

"A área geográfica aplicável abrange o país anfitrião inteiro, por padrão; se a tecnologia aplicada no projeto não for específica do país, a área geográfica aplicável deve ser estendida a outros países".

A tecnologia a ser aplicada no projeto não é específica ao país. Não obstante, o Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599 quilômetros quadrados²⁸ (com mais de 4.000 km de distância no eixo norte-sul, bem como no eixo leste-oeste) e seis regiões climáticas: subtropical, semi-árida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida).

Estas variações climáticas obviamente têm uma forte influência nos aspectos técnicos relacionados à implementação de parques eólicos, uma vez que os eventos meteorológicos têm uma forte influência sobre o regime eólico. Como citado por VESELKA²⁹, *o clima afeta todos os principais aspectos do setor de energia elétrica, desde a geração de eletricidade, sistema de transmissão e distribuição à demanda de consumo de*

²⁷ Analogamente ao exemplo dado no Anexo 8 do CE 62.

²⁸ Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/areaterritorial/principal.shtm>.

²⁹ VESELKA, T. D. Balance power [Equilíbrio de energia]: A warming climate could affect electricity. Geotimes. Earth, energy and environment news [Um clima quente poderia afetar a eletricidade. Geotimes. Notícias sobre a Terra, energia e meio ambiente]. American Geological Institute [Instituto Geológico dos EUA]: Agosto de 2008. Disponível em: <http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html>.

energia. Portanto, é razoável assumir que a tecnologia pode variar consideravelmente de local para local dentro do país.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica, todas as regiões do país têm algum potencial de geração de eletricidade usando o vento, no entanto, o maior potencial de energia eólica está localizado na região nordeste do país, onde a maioria dos projetos em operação está localizada (Figura 10).

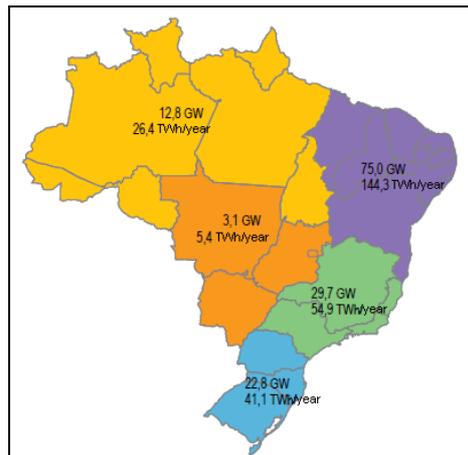


Figura 10: Potencial brasileiro de recursos eólicos³⁰.

Entretanto, as condições climáticas não são a única característica distintiva entre as diversas regiões do país. No Brasil, os desenvolvedores de projeto interligados à rede de transmissão ou distribuição pagam uma taxa denominada Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição. Esta tarifa varia de acordo com o estado ao qual a central elétrica está interligada. A TUSD/TUSD é estabelecida por uma regulamentação específica da ANEEL e possui um forte impacto na análise financeira do projeto.

Apenas para referência, entre 2011 e 2012, a TUSD em Minas Gerais (localizada na mesma região do Rio de Janeiro) foi de R\$ 2,94/kW e no estado do Rio de Janeiro R\$ 1,66/kW (menos da metade de Minas Gerais). Ambos os estados estão localizados na região sudeste do país³¹.

Além disso, deve-se mencionar que cada estado possui uma agência ambiental específica responsável pela determinação das normas técnicas necessárias para obter todas as licenças ambientais, com as normas regionais e processo administrativo distinto estabelecido por cada região estadual.

Portanto, ao avaliar as diferentes condições climáticas de cada região, o marco regulatório ambiental específico de cada estado, a subdivisão do preço da energia por mercados e os diferentes valores da TUSD/TUSD aplicados a cada estado brasileiro, está claro que o território nacional não consiste dos mesmos “ambientes comparáveis” como exigido pela ferramenta metodológica “Ferramenta para *demonstração e avaliação da adicionalidade*”. Sem dúvida, estas diferenças entre os estados brasileiros (clima, preço da

³⁰ ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3 ed. – Brasília: Aneel, 2008. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/EdicaoLivros2009atlas.cfm>>.

³¹ A TUSD aplicável para Minas Gerais (Portaria nº 1127 da ANEEL, de 05/04/2011) está disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20111127.pdf>. A tarifa TUSD aplicável para o estado do Rio de Janeiro (Portaria nº 1232 da ANEEL, de 01/11/2011) está disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20111232.pdf>.



energia, custos de transmissão/distribuição e legislação ambiental) têm impactos técnicos, financeiros e regulatórios para a implementação de centrais geradoras eólicas.

Em resumo, considerando as definições apresentadas acima, apenas centrais elétricas eólicas conectadas à rede, com uma capacidade instalada entre a faixa estabelecida no *Passo 1* acima e localizado no mesmo estado em que a planta considerada em uma CPA típica será implementada será levado em consideração ao realizar a análise de prática comum.

Outras atividades de projeto do MDL, definidas pela ferramenta como aquelas registradas (...) e que tenham sido publicadas no website da UNFCCC para consulta pública internacional como parte do processo de validação não devem ser levadas em consideração. Além disso, a análise prática comum só compreende plantas que se tornaram operacionais antes da data de início identificada para a CPA em consideração.

O resultado de N_{all} para a faixa acima identificado no *Passo 1* é determinado pelo conjunto de plantas consideradas identificadas de acordo com os critérios acima discutidos. Uma lista contendo o conjunto resultante de plantas será fornecida ao EOD.

Passo 3: Nas plantas identificadas no *Passo 2*, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da aplicada na atividade do projeto proposta. Anotar seus números N_{diff} .

De acordo com a ferramenta metodológica de "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade", diferentes tecnologias são tecnologias que proporcionam a mesma geração e diferem em pelo menos um dos seguintes itens (conforme apropriado, no contexto da área geográfica proposta e medida aplicada nas CPAs propostas):

(a) *Fonte de energia/combustível*

Somente a geração de eletricidade a partir de fonte eólica (centrais elétricas eólicas) deve ser considerada na análise.

(b) *Matéria-prima*

Não se aplica.

(c) *Tamanho da instalação (capacidade energética):*

(i) *Micro (conforme definição do parágrafo 24 da Decisão 2/CMP.5 e parágrafo 39 da Decisão 3/CMP.6);*

(ii) *Pequena (conforme definição do parágrafo 28 da Decisão 1/CMP.2);*

(iii) *Grande.*

Não se aplica.

(d) *Clima de investimento na data da decisão do investimento, inter alia:*

(i) *Acesso à tecnologia*



As centrais elétricas eólicas podem ser significativamente diferentes entre si se considerarmos a região em que será implementados, o clima, a topografia, a disponibilidade de linhas de transmissão, direção e velocidade do vento, etc. Portanto, dependendo da localização do projeto, as diferenças relacionadas a aspectos técnicos de projetos de centrais elétricas eólicas têm influência na sua implementação, mesmo se os projetos de centrais elétricas eólicas estiverem localizados na mesma região. Considerando que essas diferenças técnicas obviamente têm influência no investimento/financiamento de um projeto e que os patrocinadores do projeto possuem diferentes capacidades de investimento, as informações financeiras devem ser consideradas quando os projetos são analisados. Se informações ou incentivos financeiros para projetos semelhantes estiverem acessíveis ou disponíveis ao público, essas informações deverão ser usadas na análise seguindo a ferramenta de adicionalidade; caso contrário, esse critério poderá ser excluído da análise da prática comum.

(ii) Subsídios ou outros fluxos financeiros

Se os subsídios de outros fluxos financeiros forem identificados para outros projetos (embora essa informação não esteja sempre à disposição do público), eles deverão ser considerados como diferentes tecnologias para o(s) projeto(s) proposto(s) a serem incluídos na CPA.

(iii) Políticas promocionais

Conforme mencionado na seção A.4.3, PROINFA é um Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia lançado pelo governo brasileiro em 2002. Esse programa oferece melhores tarifas através de CCVEs de longo prazo. Portanto, os projetos que têm participado do PROINFA não podem ser comparados com os projetos que não recebem esse tipo de incentivo. Como o(s) projeto(s) a ser incluído na CPA não recebe incentivo PROINFA, os projetos PROINFA devem ser considerados como tendo tecnologia diferente para o(s) projeto(s) proposto(s) a ser incluído na CPA.

(iv) Normas legais

Até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência de capacidade de investimento do estado, o governo iniciou o processo de privatização. No entanto, no final do ano 2000, os resultados ainda eram modestos. Embora outras iniciativas com o objetivo de aumentar a geração de eletricidade no país fossem tomadas entre 1990 e 2003; elas não atraíram novos investimentos para o setor. Em 2003, o governo recém-eleito decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de eletricidade para impulsionar investimentos no setor de energia elétrica. As regras do mercado foram mudadas e novas instituições criadas como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – uma instituição responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico com a função de avaliar, em uma base perene, a segurança do fornecimento de energia elétrica – e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – uma instituição responsável pelo gerenciamento da comercialização de energia elétrica dentro do sistema interligado. Essa nova estrutura foi aprovada pelo Congresso e publicada em março de 2004³². Dado o novo marco regulatório, os participantes do projeto devem considerar apenas os projetos que entraram em operação a partir de abril de 2004. Os projetos que entraram em operação antes do novo marco da

³² http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm



eletricidade devem ser considerados como tendo uma tecnologia diferente do projeto(s) proposto(s) a ser incluído na CPA.

(e) *Outras características, inter alia*

(i) *Custo unitário da geração (os custos unitários são considerados diferentes se diferirem pelo menos 20 %);*

Como mencionado no item "acesso à tecnologia", os participantes do projeto devem fazer o máximo para gerar uma comparação razoável, embora as informações relacionadas com o custo unitário da geração não estejam sempre disponíveis.

Resultado: Considerando os critérios acima mencionados em conjunto com os resultados dos *Passos 1 e 2* acima, N_{diff} será constituído principalmente por projetos que estão iniciando operações a partir de abril de 2004, sem acesso aos incentivos do PROINFA.

Passo 4: Calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ representando a cota de plantas utilizando tecnologia similar àquela usada na atividade do projeto proposta em todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade que a atividade do projeto proposta. *A atividade do projeto proposta é uma "prática comum" dentro de um setor com uma área geográfica aplicável se o fator F for maior que 0,2 e $N_{all}-N_{diff}$ for maior que 3.*

O fator F e o resultado de $N_{all}-N_{diff}$ serão calculados a partir dos resultados apresentados acima. Se o fator F for menor do que 0,2 e $N_{all}-N_{diff}$ for menor do que 3, o(s) projeto(s) proposto(s) a ser incluído na CPA não é considerado "prática comum". Portanto, o CPA é adicional.

Se o resultado final mostrar que nenhuma atividade comparável ocorreria sem os incentivos, o projeto não poderá ser considerado prática comum e, portanto, não é um cenário do tipo modo mais comum de trabalho. Nesse sentido, fica claro que, na ausência do incentivo criado pelo MDL, este projeto não seria o cenário mais atraente.

<p>E.5.2. Critérios e dados fundamentais para avaliar a adicionalidade de uma atividade programática:</p>

Os critérios fundamentais para avaliar a adicionalidade de uma CPA quando proposta para ser incluída no PoA proposto estão detalhados abaixo:

Passo 1 – Tem que ser confirmado que os cenários alternativos apresentados na seção E.5.1 no CDM-PoA-DD acima são confiáveis e atendem às leis e regulamentações obrigatórias no momento da validação da CPA.

Passo 2 – a análise de investimentos de uma CPA típica deve ser realizada conforme descrito na seção E.5.1. do CDM-PoA-DD. O resultado deverá demonstrar que a TIR de um projeto é menor que o CMPC, portanto,



demonstrar de forma inequívoca que a atividade de projeto não é a alternativa mais atraente econômica ou financeiramente.

Passo 3 – Não se aplica

Passo 4 – A análise da prática comum de uma CPA típica deverá ser realizada analisando as centrais geradoras eolielétricas implementadas dentro do limite do PoA, aplicando a abordagem em passos apresentada acima na seção E.5.1. do CDM-PoA-DD com relação a um banco de dados oficial e disponível ao público (por exemplo, o banco de dados da ANEEL). Se qualquer opção semelhante for identificada, por que a existência de um projeto semelhante não contradiz o resultado do passo 2 e/ou 3 do teste de adicionalidade deve ser discutido.

E.6. Estimativa das reduções de emissões de uma atividade programática:

E.6.1. Explicação das escolhas metodológicas fornecidas na metodologia aprovada de linha de base e monitoramento aplicada, selecionada para uma atividade programática típica:

Emissões da linha de base (BE_y)

Emissões de linha de base são calculadas para cada CPA, conforme estabelecido pela metodologia ACM0002. Pela metodologia "As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO_2 decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em decorrência da atividade do projeto. A metodologia considera que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por centrais elétricas interligadas à rede existentes e pela adição de novas centrais elétricas interligadas à rede".

O cálculo do fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia interligada à rede ($EF_{grid,CM,y}$) segue, como recomendado pela ACM0002, os procedimentos estabelecidos na ferramenta metodológica "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". De acordo com essa ferramenta, os Participantes do Projeto deverão aplicar seis passos para calcular o fator de emissão da linha de base como apresentado em mais detalhes a seguir.

- **PASSO 1-** Identificar os sistemas elétricos relevantes

De acordo com a ferramenta, "Se a AND do país anfitrião publicou um delineamento do sistema elétrico do projeto e dos sistemas elétricos interligados, esses delineamentos devem ser usados. Se esses delineamentos não estiverem disponíveis, os participantes do projeto deverão definir o sistema elétrico do projeto e qualquer sistema elétrico interligado e justificar e documentar suas hipóteses no MDL-DCP".

A AND brasileira publicou a Resolução nº 8, emitida em 26 de maio de 2008, que define o Sistema Interligado Nacional como um sistema único que cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste). Assim, esse número será usado para calcular o fator de emissão da linha de base da rede.



- **PASSO 2** – Escolher se as centrais elétricas fora da rede devem ser incluídas no sistema elétrico do projeto (opcional).

Foi escolhida a Opção I da ferramenta que é incluir somente centrais elétricas eólicas no cálculo.

- **PASSO 3** - Selecionar um método para determinar a margem de operação (OM).

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é feito com base em um dos seguintes métodos:

- (a) OM simples ou
- (b) OM simples ajustada ou
- (c) OM da análise dos dados de despacho ou
- (d) OM média.

A AND brasileira disponibilizou o fator de emissão da margem de operação calculado usando a opção c – OM da análise dos dados de despacho. Informações detalhadas sobre os métodos e dados aplicados podem ser obtidos no website da AND (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>) De acordo com a ferramenta, para a análise dados de despacho, o fator de emissão deve ser atualizado anualmente, ou seja, a análise *ex-post* de dados é escolhida.

- **PASSO 4** - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O fator de emissão da OM da análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades geradoras da rede que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora h onde o projeto está deslocando eletricidade da rede. Ele deve ser calculado de acordo com a fórmula abaixo:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \times EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação da análise dos dados de despacho no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades geradoras no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,y}$ = Eletricidade total deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh);

h = Horas no ano y nas quais a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede;

y = Ano no qual a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede.



Cálculo do fator de emissão de CO₂ por hora para unidades geradoras da rede ($EF_{EL,DD,h}$)

A AND brasileira disponibilizou o cálculo do fator de emissão da margem de operação com base na opção (c) análise de dados de despacho. Portanto, os participantes do projeto usaram este valor para a atividade do projeto proposta.

Entretanto, os participantes do projeto não têm acesso às decisões que a AND brasileira tomou para calcular o fator de emissão de CO₂ por hora nem a planilha utilizada. Somente os comentários finais estão disponíveis para consulta pública. Portanto, os participantes do projeto não puderam descrever qual método foi utilizado para calcular o fator de emissão horária.

Cálculo para determinar o conjunto de unidades geradoras da rede, n, que estão no topo do despacho

A AND brasileira disponibilizou o cálculo do fator de emissão da margem de operação com base na opção (c) análise de dados de despacho. Portanto, os participantes do projeto usaram este valor para a atividade do projeto proposta.

Entretanto, os participantes do projeto não têm acesso às decisões que a AND brasileira tomou para determinar o conjunto de unidades geradoras *n* nem a planilha utilizada. Apenas os valores finais para o fator de emissão horária ($EF_{EL,DD,h}$) estão disponíveis para consulta pública. Portanto, os participantes do projeto não puderam descrever qual método foi usado para determinar o conjunto de unidades geradoras *n*

• **PASSO 5** - Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM)

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração (tCO₂/MWh) de todas as unidades geradoras *m* durante o ano mais recente *y* para o qual os dados da geração de energia estão disponíveis, calculado como a seguir:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$ = Margem de construção CO₂ do fator de emissão no ano *y* (tCO₂ / MWh);

$EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e alimentada na rede pela unidade geradora *m* no ano *y* (MWh);

$EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora *m* no ano *y* (tCO₂/MWh);

m = Unidades geradoras incluídas na margem de construção;



y = Ano histórico mais recente para o qual estão disponíveis os dados de geração de energia.

Cálculo para determinar o conjunto de unidades geradoras m incluído na margem de construção

A AND brasileira disponibilizou o cálculo da emissão de margem de construção. Portanto, os participantes do projeto usaram este valor para a atividade do projeto proposta.

Entretanto, os participantes do projeto não têm acesso às decisões que a AND brasileira tomou para determinar o conjunto de unidades geradoras m nem a planilha utilizada. Somente os comentários finais estão disponíveis para consulta pública. Portanto, os participantes do projeto não puderam descrever qual método foi usado para determinar o conjunto de unidades geradoras m .

Cálculo do fator de emissão de CO₂ para cada unidade geradora ($EF_{EL,DD,h}$)

A AND brasileira disponibilizou o cálculo da emissão de margem de construção. Portanto, os participantes do projeto usaram este valor para a atividade do projeto proposta.

Entretanto, os participantes do projeto não têm acesso às decisões que a AND brasileira tomou para calcular o fator de emissão de CO₂ de cada unidade geradora m nem a planilha utilizada. Somente os comentários finais estão disponíveis para consulta pública. Portanto, os participantes do projeto não podem descrever qual método foi usado para calcular o fator de emissão de CO₂ de cada unidade geradora m .

- **PASSO 6** – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM) EF_y .

O cálculo da margem combinada é feito com base no método *a*) fornecido pela ferramenta, como a seguir:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM} \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

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

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

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

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

De acordo com a ferramenta, para atividades de projeto de geração de energia eólica, como é o caso de uma CPA típica a ser acrescentada ao PoA proposto, os pesos são $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$.

Emissões do projeto (PE_y)



De acordo com a ACM0002, para a maioria das atividades do projeto de geração de energia renovável, $PE_y = 0$. No entanto, algumas atividades de projeto podem envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Essas emissões deverão ser consideradas emissões do projeto usando a equação a se

guir:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e).

$PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto decorrentes do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO₂);

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO₂e);

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto a partir de reservatórios de centrais hidrelétricas no ano y (tCO₂e/ano).

Emissões decorrentes da combustão de combustíveis fósseis ($PE_{FF,y}$)

De acordo com a metodologia, apenas projetos geotérmicos e termo-solares devem considerar emissões do consumo de combustíveis fósseis. Portanto, no caso da CPA proposta, $PE_{FF,y} = 0$ tCO₂ e.

Emissões decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis ($PE_{GP,y}$)

Como a CPA a ser considerada no contexto do PoA proposto consiste na construção de uma central geradora eolielétrica, não existem emissões relacionadas a gases não condensáveis decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas. Portanto, $PE_{GP,y} = 0$ tCO₂ e.

Emissões a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas ($PE_{HP,y}$):

Novos projetos de centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios devem considerar emissões de CH₄ e CO₂ a partir dos reservatórios. Considerando que uma CPA típica consiste na construção de uma nova central geradora eolielétrica, não existem emissões a partir de reservatórios de água. Portanto, $PE_{HP,y} = 0$ tCO₂e.

Cálculo das fugas (LE_y)

De acordo com a metodologia, “nenhuma emissão de fugas é considerada. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante a partir do uso de



combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas”. Assim, as emissões das fugas relacionadas à implementação da atividade do projeto proposta são 0 tCO₂.

Reduções de Emissões (ER_y)

De acordo com as explicações fornecidas acima, as emissões do projeto e das fugas para o tipo de projeto sendo considerado no contexto do PoA proposto são zero. As reduções de emissões pelo projeto são iguais às emissões de linha de base. Para obter os procedimentos detalhados dos cálculos a serem aplicados em cada CPA, consulte a seção E.6.2. abaixo.

E.6.2. Equações, inclusive valores paramétricos fixos, a serem usados para calcular as reduções de emissões de uma atividade programática:

Emissões da linha de base (BE_y)

As emissões da linha de base são calculadas como a seguir:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂);
- $EG_{PJ,y}$ = A quantidade de geração de eletricidade líquida que é produzida e alimentada à rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL no ano y (MWh);
- $EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh).

As CPAs a serem acrescentadas a este PoA no futuro devem consistir apenas em novas centrais elétricas eólicas. Portanto, $EG_{PJ,y}$ é determinado como se segue.

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

- $EG_{PJ,y}$ = A quantidade de geração de eletricidade líquida que é produzida e alimentada à rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL no ano y (MWh);
- $EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y (MWh).

A quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta do projeto à rede no ano y ($EG_{facility,y}$, em MWh/ano) é determinada, para fins da estimativa ex-ante, como sendo igual a capacidade instalada de cada planta multiplicada pelo fator de capacidade - conforme determinado pela Certificação Eólica (opção b, Anexo 11, EB 48) especialmente realizada para o local considerado na CPA – e pelo



número de horas previstas para a planta ficar em operação durante o ano y .

O cálculo do fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia interligada à rede ($EF_{grid,CM,y}$) segue os passos estabelecidos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Como descrito acima na seção E.6.1., os dados publicados pela AND brasileira serão usados para calcular a margem combinada do fator de emissão de CO_2 da rede.

A AND do Brasil aplica a OM da análise dos dados de despacho. De acordo com a ferramenta, o fator de emissão tem de ser monitorado. Além disso, a ferramenta requer que a margem combinada seja determinada para o ano em que a planta enviar eletricidade para a rede. Portanto, a margem combinada do fator de emissão de CO_2 será determinada para cada CPA durante a verificação.

Emissões do projeto (PE_y)

Conforme explicado na seção E.6.1. acima, não existem fontes de emissões do projeto associadas com a implementação de uma CPA típica considerada no contexto do PoA proposto.

Portanto, $PE_y = 0$.

Emissões de vazamento (LE_y)

Conforme explicado acima, não existem fontes de emissões das fugas associadas com a implementação de uma CPA típica considerada no contexto do PoA proposto.

Portanto, $LE_y = 0$.

Reduções de Emissões (ER_y)

De acordo com a ACM0002, as reduções de emissões de uma CPA típica são calculadas como a seguir.

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação 7

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (tCO_2e);

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO_2);

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2e);

E.6.3. Dados e parâmetros a serem relatados no formulário CDM-CPA-DD:

Todos os parâmetros utilizados para a determinação da redução de emissões pelo PoA proposto são monitorados por cada CPA. Para detalhes, consulte a seção E.7.1. abaixo.

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



E.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados por cada atividade programática:

Dado / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y.
Fonte do dado a ser usada:	Local da atividade do projeto
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	A ser apresentado na CPA
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Este parâmetro será quantificado através do medidor de energia a ser localizado na subestação que mede continuamente a eletricidade fornecida pela planta para rede. O equipamento a ser utilizado tem, por exigências legais, um nível extremamente baixo de incerteza – 0.2 de classe de precisão. Além disso, deverá ter outro medidor funcionando como medidor reserva que garantirá que a eletricidade será medida adequadamente. O monitoramento desse parâmetro será realizado <u>separadamente para cada planta</u> e será registrado, no mínimo, mensalmente.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção E.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal - classe de precisão 0,2). Além disso, existirá outro medidor na subestação (backup) para assegurar que a eletricidade seja medida adequadamente. Os dados monitorados serão cruzados com documentos emitidos pela concessionária de energia local ou CCEE.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$EG_{PJ,h}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y
Fonte do dado a ser usada:	Medições locais
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Não usado para estimativa ex-ante
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A eletricidade alimentada na rede pela atividade de projeto é monitorada pelo proprietário do projeto. As informações adicionadas por hora serão usadas para determinar o fator de emissão de CO ₂ da margem de operação seguindo as etapas fornecidas na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal). Informações fornecidas por hora pelos participantes do projeto podem ser semanais agregadas e cruzadas com os relatórios emitidos pela CCEE.
Comentário:	-



Dado / Parâmetro:	$EF_{EL,DD,h}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ para unidades geradoras no topo da ordem de despacho na hora h no ano y
Fonte do dado a ser usada:	Website da AND brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html)
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Grande quantidade de dados.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A opção selecionada para calcular a margem de operação é a análise de despacho que não permite o uso do cálculo <i>ex-ante</i> do fator de emissão. Assim, este valor será calculado anualmente aplicando os números fornecidos pela AND brasileira e seguindo os passos fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	A fonte oficial de informação (ou <i>seja</i> , a AND do Brasil) será usada.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y
Fonte do dado a ser usada:	Website da AND brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html)
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,1404
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A opção selecionada para calcular a margem de operação foi a análise de despacho que não permite o uso do cálculo <i>ex-ante</i> do fator de emissão. Assim, este valor será calculado anualmente aplicando os números fornecidos pela AND brasileira e seguindo os passos fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	A fonte oficial de informação (ou <i>seja</i> , a AND do Brasil) será usada.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y e calculado usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Fonte do dado a ser	Website da AND brasileira



usada:	http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	A ser determinado em cada CPA
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A opção selecionada para calcular a margem de operação foi a análise de despacho que não permite o uso do cálculo <i>ex-ante</i> do fator de emissão. Assim, este valor será calculado anualmente aplicando os números fornecidos pela AND brasileira e seguindo os passos fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	A fonte oficial de informação (ou <i>seja</i> , a AND do Brasil) será usada.
Comentário:	-

E.7.2. Descrição do plano de monitoramento para uma atividade programática:

O patrocinador do projeto de cada CPA irá prosseguir com as medidas de monitoramento necessárias conforme estabelecido nos procedimentos do ONS, ANEEL e CCEE. Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por dois anos após o final do último período de obtenção de créditos.

O ONS é a entidade responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) sob supervisão e regulação da ANEEL³³ que é a agência reguladora que fornece condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica crie um equilíbrio entre os agentes e o benefício da sociedade³⁴. A CCEE é uma organização civil privada e não lucrativa, uma empresa que está encarregada de realizar as transações atacadistas e a comercialização da energia elétrica dentro do SIN, nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre e no mercado de curto prazo³⁵.

A eletricidade total exportada para a rede será monitorada seguindo os procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS que define as características técnicas e a classe de precisão (0,2% de erro máximo permissível) dos medidores de eletricidade a serem usados³⁶. Além disso, o ONS também determina as exigências de calibração dos medidores de eletricidade (a cada dois anos)³⁷.

A eletricidade gerada por cada central elétrica eólica será medida por dois medidores de energia (principal e backup) localizados na respectiva subestação, conforme especificado pela CCEE³⁸. Antes do

³³ Informações disponíveis em <http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx?lang=en>.

³⁴ Informações disponíveis em <<http://www.aneel.gov.br/>>.

³⁵ Informações disponíveis em <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=25afa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>.

³⁶ ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede – Módulo 12: medição para faturamento / Submódulo 12.2: Instalação do sistema de medição para faturamento.** Disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx.

³⁷ ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede – Módulo 12: medição para faturamento / Submódulo 12.3: Manutenção do sistema de medição para faturamento.** Disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx.

³⁸ Os requisitos dos medidores estão disponíveis no website do ONS: <http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf>.



início da operação, a CCEE exige que esses medidores sejam registrados individualmente no sistema deles e calibrados por uma entidade credenciada pela Rede Brasileira de Calibração (RBC). Além disso, as informações sobre energia serão controladas em tempo real pela CCEE. Após a definição física dos pontos de medição e a instalação do sistema de medição de faturamento e da infraestrutura de comunicação, os pontos de medição serão registrados no SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica) gerenciado pela CCEE.

Como mencionado anteriormente, a CCEE viabiliza e regula a comercialização de energia elétrica no Brasil. Em um processo denominado *Agregação Contábil da Medição*, a CCEE compara a energia informada por cada vendedor interligado à rede nacional com o consumo registrado durante o mês em consideração. Após os ajustes devidos às perdas de energia que ocorrem no sistema de transmissão serem feitos, a CCEE emite diversos relatórios oficiais certificando a quantidade de energia gerada por cada vendedor.

Além disso, para confirmar as informações da CCEE, todos os meses os relatórios da CCEE de auditoria das empresas selecionam aleatoriamente uma amostra de vendedores que têm que fornecer informações detalhadas sobre seu(s) Contrato(s) de Compra e Venda de Energia Elétrica e sobre a geração de energia nos meses sendo analisados. Em seguida, os auditores analisam as informações, confirmam se o cálculo da CCEE está correto e emitem um parecer. As declarações dos auditores independentes confirmando as informações da CCEE estão disponíveis no website da CCEE.

Os resultados finais da geração de eletricidade são publicados no website da CCEE e estão disponíveis ao público. Portanto, as informações da CCEE - que são uma fonte oficial e disponível ao público – serão usadas para cruzar as informações monitoradas pelo participante do projeto.

A empresa que é proprietária do parque eólico será responsável pela coleta e arquivamento dos dados e também pela calibração e manutenção dos equipamentos de monitoramento, pelo tratamento de possíveis incertezas e ajustes de dados de monitoramento, analisando os resultados/dados relatados, realizando auditorias internas de conformidade dos projetos de GEE com exigências operacionais e pelas ações corretivas. Além disso, é responsável pelo gerenciamento, monitoramento e também pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios.

É importante mencionar que a ANEEL pode visitar a planta para inspecionar a operação e a manutenção das instalações a qualquer momento.

E.8. Data da conclusão da aplicação do estudo da linha de base e da metodologia de monitoramento e nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(eis)

A data de conclusão da aplicação do estudo da linha de base e da metodologia de monitoramento (DD/MM/AAAA): 27/07/2011

Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:

Empresa: Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.

Modelos de medidores que têm as características técnicas exigidas pelo ONS, disponíveis no website da CCEE: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?ygnextoid=ca4da5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>.



Endereço: Rua Padre João Manoel, 222
Código postal + cidade: 01411-000 São Paulo
País: Brasil
Telefone: +55 (11) 3063-9068
Fax: +55 (11) 3063-9069
E-Mail: focalpoint@eqao.com.br



Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DA ENTIDADE COORDENADORA/GERENCIADORA E DOS PARTICIPANTES DO PROGRAMA de ATIVIDADES

Organização:	Omega Energia Renovável S.A.
Rua/Caixa Postal:	Av. São Gabriel, 477 – 3º andar – Itaim Bibi
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01435-001
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3254-9810
FAX:	
E-Mail:	
URL:	www.omegaenergia.com.br
Representado por:	Sr. João Antonio Cunha
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Cunha
Nome do meio:	Antonio
Nome:	João
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	+55 (11) 3254-9820
E-Mail pessoal:	joao.cunha@omegaenergia.com.br

Organização:	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manuel, 222
Edifício:	-
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+ 55 (11) 3063-9068
FAX:	+ 55 (11) 3063-9069
E-Mail:	focalpoint@eqao.com.br
URL:	www.eqao.com.br
Representado por:	Melissa Hirschheimer
Cargo:	Gerente de projetos
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Hirschheimer
Nome do meio:	-
Nome:	Melissa
Departamento:	-
Celular:	-



FAX direto:	+ 55 (11) 3063-9069
Tel. direto:	+ 55 (11) 3063-9068
E-Mail pessoal:	focalpoint@eqao.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público está envolvido neste Programa de Atividades de MDL.



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco. Para obter detalhes consulte as seções E.6.1. e E.6.3. acima.



Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco. Para obter detalhes consulte a seção E.7.2. acima.
