



**Formulário do Documento de Concepção da Atividade de Projeto
para Componente de Atividade de Projeto de MDL**

(Versão 05.0)

Preencha este formulário de acordo com o Anexo "Instruções para preenchimento do formulário do documento de concepção da atividade de projeto para componente de atividade de projeto de MDL" no final deste formulário.

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO COMPONENTE DE ATIVIDADE DE PROJETO (CPA-DD)

Título do CPA	Complexo Eólico Santa Mônica
Número da versão do CPA-DD	04.1
Data de conclusão do CPA-DD	13/07/2016
Título do Programa de Atividades em que o Componente de Atividade de Projeto está incluído:	Programa de Atividades Brasileiro para Projetos de Energia Renovável Não Convencional Incentivados por Ações de Mitigação Nacionalmente Apropriadas)
Parte Anfitriã	Brasil
Quantidade estimada de média anual de redução de emissões de GEE	211.875
Metodologia(s) selecionada(s) e, onde aplicável, linha(s) de base padronizada(s) selecionada(s)	Metodologia: ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis"; versão 16.0
Escopo(s) setorial(is) ligado à(s) metodologia(s) selecionada(s)	Escopo setorial: 01; Indústrias de energia (fontes renováveis / não renováveis)

SEÇÃO A. Descrição geral do componente de atividade do projeto (CPA)**A.1. Título do programa de atividades proposto ou registrado**

Programa de Atividades Brasileiro para Projetos de Energia Renovável Não Convencional Incentivados por Ações de Mitigação Nacionalmente Apropriadas)

A.2. Título do componente de atividade do projeto

Complexo Eólico Santa Mônica

Versão: 04.1

13/07/2016

A.3. Descrição do componente de atividade de projeto (CPA)

O Componente de Atividade de Projeto do Complexo Eólico Santa Mônica (doravante denominado CPA¹) consiste na instalação de um novo complexo eólico localizado no município de Trairí, estado do Ceará, região nordeste do Brasil e conectado ao Sistema Interligado Nacional (doravante denominado SIN).

O CPA consiste em um complexo eólico de 97,2 MW composto por quatro usinas eólicas adjacentes: Ouro Verde (29,7 MW); Estrela (29,7 MW), Cacimbas 1 (18,9 MW); e Santa Mônica 1 (18,9 MW). A geração total de energia do complexo está projetada para 413.981 MWh/ano, com base no P90².

Apesar do grande potencial eólico do Brasil, as atividades de geração de energia eólica como o Complexo Santa Mônica representam, até o momento, apenas uma pequena parcela da matriz elétrica brasileira. De acordo com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)³, as centrais geradoras eólicas representam somente 4,65% da capacidade instalada do país. Dado este contexto, projetos como o do Complexo Santa Mônica representam uma importante alternativa limpa e renovável não convencional para a geração de eletricidade e uma valiosa contribuição para a diversificação da matriz energética brasileira.

O CPA é de especial relevância quando se considera a necessidade de atender o rápido crescimento da demanda por eletricidade no Brasil, que, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia do Ministério de Minas e Energia⁴, está projetado para crescer 49% no nível do país e 50% na região Nordeste entre 2013 e 2022, respectivamente. Portanto, o Complexo Santa Mônica irá contribuir para a melhoria da infraestrutura de energia regional ao oferecer um fornecimento adicional de eletricidade para sustentar a expansão das atividades econômicas e o crescimento da população.

A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto seria, de outro modo, gerada pela operação de centrais elétricas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração. Assim, o projeto irá gerar reduções de emissões de gases de efeito estufa (GEE) pelo

¹ "CPA": sigla em inglês para "*Component Project Activities*".

² P90 é a energia que uma turbina eólica tem 90% de probabilidade de produzir, levando-se em consideração as incertezas na medição, análises e operação da turbina eólica. A adoção do P90 é uma exigência para a chamada Habilitação Técnica para Empreendimentos Eólicos, segundo a norma N^o. EPE-DEE-017/2009-r6 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e é utilizado nos Leilões de Energia promovidos pelo Governo Brasileiro. O uso do P90 atende aos requerimentos exigidos pelo documento "*Diretrizes para relatórios e validação de fatores de carga de plantas*" (versão 01.1) do Conselho Executivo do MDL.

³ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acessado em: 03/08/2015.

⁴ Ministério de Minas e Energia: Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 (PDE 2022); pág. 41. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>. Acessado em: 02/08/2015

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

deslocamento da eletricidade que na linha de base seria produzida por centrais elétricas com base em combustíveis fósseis conectadas ao SIN.

A média de redução de emissões estimada gerada pelo projeto é de 211.875 tCO₂e/ano.

O projeto irá contribuir para o desenvolvimento sustentável do Brasil por, entre outros:

- Reduzir as emissões de GEE e de poluentes atmosféricos locais (SO₂, NOx e MP) da matriz energética brasileira;
- Melhorar a segurança do fornecimento de energia e a estabilidade da rede ao aumentar a diversificação das fontes de geração de energia em termos de tecnologias e localização geográfica. Particularmente, uma vez que os regimes hídrico e eólico do Brasil são altamente complementares, sua combinação permite compensar parcialmente a falta de capacidade de armazenamento de energia hidrelétrica, que seria compensada com a instalação e/ou operação mínima de unidades de geração termelétrica, ao mesmo tempo em que ainda fornece segurança energética suficiente com base em um portfólio dessas fontes renováveis complementares;
- Melhorar a infraestrutura local como estradas e sistemas de transmissão de eletricidade;
- Estimular a economia regional pelo aumento das receitas dos impostos para o governo local e das oportunidades de emprego para os trabalhadores e prestadores de serviço locais. O estímulo econômico resultante aumentará o estoque e disponibilidade de capital na região que, por sua vez, permitirá investimentos na melhoria da infraestrutura geral, capacidade produtiva e, conseqüentemente, na satisfação das necessidades básicas da população, promovendo assim um círculo virtuoso na economia local.
- Estimular o desenvolvimento de um setor de serviços eficiente nas regiões onde o CPA estará localizado para conseguir satisfazer as necessidades do CPA em relação a operadores e equipes de manutenção especializados e, portanto, criando oportunidades para educação, profissionalização e emprego.
- Induzir o desenvolvimento de tecnologia nacional assim como melhorar o conhecimento (“*know-how*”) nacional. Pela primeira vez no país, as turbinas eólicas da Alstom terão torres de concreto de 119 metros que serão construídas aplicando um sistema de construção único sem guindaste baseado em técnicas comprovadas de levantamento hidráulico usadas na engenharia civil⁵;
- A geração de renda adicional para os proprietários de terra, enquanto que os mesmos podem continuar a usar a área para outras atividades. Dessa forma isso aumenta e diversifica a produtividade das terras.

A.4. Entidade/pessoa responsável pela operação do CPA

A Tractebel Energia S.A. é a entidade proprietária e responsável pela operação do CPA.

A.5. Descrição técnica do CPA

O CPA é um novo complexo eólico a ser conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

⁵ Estudo de caso: Soluções de energia eólica; Complexo Santa Mônica – Brasil; Parque eólico Eco 122. Alstom; <http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/santa-monica-brazil-eco-122-wind-farm.pdf>.

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

O complexo consistirá na instalação de 36 aerogeradores de 2,7 MW cada (ECO 122 da ALSTOM, altura de 89 m), totalizando uma capacidade instalada de 97,2 MW.

Os principais parâmetros técnicos do complexo são ilustrados na tabela abaixo:

Parâmetro Técnico	Unidade	Cacimbas 1	Estrela	Santa Mônica I	Ouro Verde	Complexo Santa Mônica	Referência
Capacidade instalada	MW	18,9	29,7	18,9	29,7	97,2	Descrição técnica dos projetos (Memorial Descritivo) dos parques eólicos submetido à ANEEL.
Geração bruta de eletricidade	MWh/ano	104.638	157.597	104.109	146,973	513,317	Certificados de Consistência da Campanha de Medições Anemométricas e da Estimativa da Produção Anual; Fatores de capacidade das plantas determinados pela MegaJoule
Efeito esteira	%	-0,77%	-6,80%	-1,47%	-5,62%	-4,23%	
Degradação por ano	%	-0,50%	-0,50%	-0,50%	-0,50%	-0,50%	
Geração bruta de eletricidade ajustada – P90	MWh/ano	90.474	123.677	88.988	115,379	418,519	
Fator de capacidade da planta (%) – P90	%	54,65%	47,54%	53,75%	44,3%	49,1%	
Indisponibilidade (forçada + programada)	%	-0,50%	-0,50%	-0,50%	-0,50%	-0,50%	Planilhas dos parques eólicos, EPE.
Consumo interno	MWh/ano	514	731	510	690	2,445	Planilhas dos parques eólicos, EPE.
Geração de eletricidade líquida do projeto – P90	MWh/ano	89.508	122.328	88.033	114,112	413.981	Calculado.
Vida útil média do equipamento	Anos	20	20	20	20	20	Descrição Técnica; ECO 122 – DESCRIÇÃO GERAL; DST-0484 Rev. 09; 20/01/2014; ALSTOM

Como declarado na tabela acima, os fatores de capacidade dos parques eólicos foram determinados por uma empresa especializada de terceiros (MegaJoule) com base em mais de 3 anos de dados históricos (de 18/12/2009 a 09/05/2013). O fator de capacidade é estimado com base na geração de eletricidade média de longo prazo com probabilidade de ocorrência de 90% em um dado ano (P90).

A energia gerada pelo complexo será transmitida para uma subestação existente de propriedade da TRACTEBEL, que será expandida para incluir o Complexo Eólico Santa Mônica.

A conexão ao SIN ocorrerá através de uma linha de transmissão de 67 km conectando a subestação da TRACTEBEL à subestação PECHEM II, de propriedade da empresa de transmissão Delmiro Gouveia.

A representação esquemática do fluxo e do balanço energético do sistema e equipamentos incluídos no CPA é apresentada na Seção D.3 abaixo.

Como este é um projeto novo (“greenfield”), não existem instalações, sistemas e equipamentos em operação no cenário existente antes da implantação deste CPA.

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 16.0), “se a atividade de projeto é a instalação de uma central elétrica totalmente nova, o cenário da linha de base é a eletricidade fornecida para a rede pela atividade de projeto que, de outra forma, teria sido gerada pela operação das centrais elétricas já conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

O projeto apoiará a consolidação da tecnologia já disponível no país. As turbinas eólicas da Alstom se caracterizaram em torres de concreto de 119 metros, as quais serão construídas com a aplicação de um sistema único de construção sem gindaste, baseado em técnicas comprovadas de elevação hidráulica utilizada pela primeira vez na engenharia civil do Brasil⁶.

A.6. Parte(s)

Nome da Parte envolvida (anfitrião) indica uma Parte anfitriã	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s), implementadora(s) do CPA (conforme aplicável)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como implementadora do CPA (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Tractebel Energia S.A. (entidade privada)	Não

A.7. Referência geográfica ou outros meios de identificação

O CPA ficará localizado no município de Trairí, Estado do Ceará, Região Nordeste do Brasil.

As coordenadas geográficas dos quatro locais são demonstradas a seguir:

Coordenadas ⁷	Cacimbas 1	Estrela	Santa Mônica I	Ouro Verde
Latitude	3°15'12.50"S	3°15'11.8713"S	3°15'33.68"S	3°17'26.65"S
Longitude	39°16'52.18"O	39°17'43.62"O	39°16'52.53"O	39°18'2.22"O

O mapa e a imagem de satélite a seguir identificam a localização da central elétrica:

⁶ Estudo de caso: Soluções de energia eólica; Complexo Santa Mônica – Brasil; Parque eólico Eco 122. Alstom; <http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/santa-monica-brazil-eco-122-wind-farm.pdf>.

⁷ Informações disponíveis na descrição técnica dos projetos (Memorial Descritivo) dos parques eólicos, submetido à ANEEL.

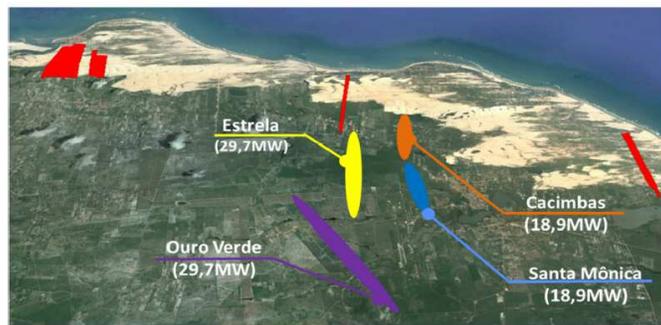
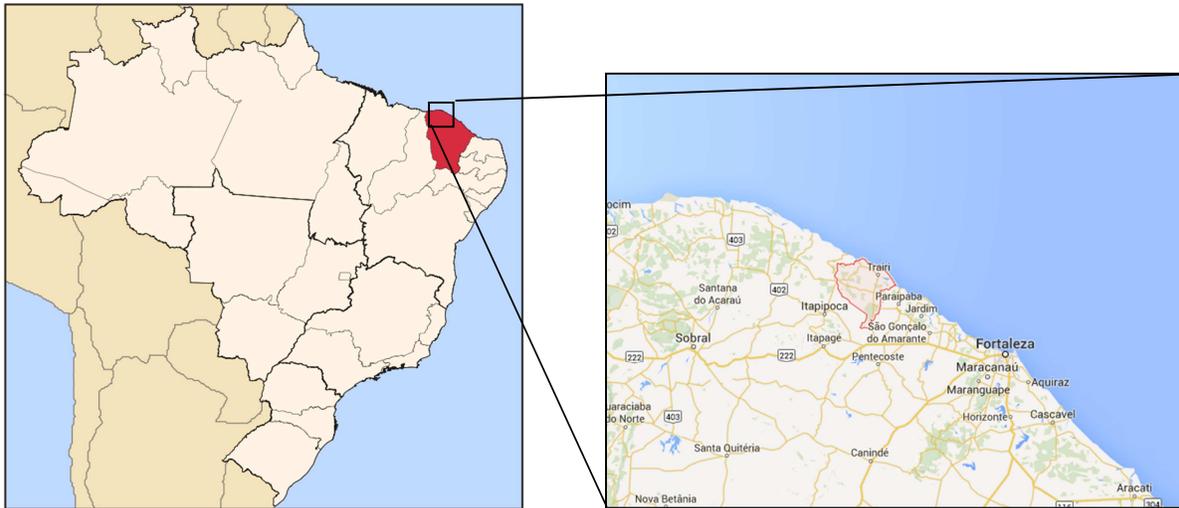


Figura 2. Localização do Complexo Eólico Santa Mônica⁸

A.8. Duração do CPA

A.8.1. Data de início do CPA

16/06/2014

Esta é a data em que os contratos de engenharia e construção do projeto e de fornecimento, transporte, montagem, instalação e comissionamento dos aerogeradores foram assinados com a Alstom Brasil Energia e Transporte Ltda. e a BAC Eólica Estrutural Ltda.

Isso está de acordo com o "Glossário de termos de MDL", que estabelece que a data de início deve ser a primeira data em que a implantação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto tem início.

A.8.2. Vida útil operacional esperada do CPA

20 anos 0 meses⁹

A.9. Escolha do período de créditos e informações relacionadas

Período de créditos renovável.

⁸ As áreas em vermelho na imagem de satélite correspondem ao Complexo Eólico Trairi.

⁹ Com base na vida útil técnica dos aerogeradores garantida pela Alstom. Descrição Técnica; ECO 122 – DESCRIÇÃO GERAL; DST-0484 Rev. 09; 20/01/2014.

A.9.1. Data de início do período de créditos

01/01/2017¹⁰ ou data em que o CPA seja registrado, sendo aquela que for mais tarde.

A.9.2. Duração do período de créditos

Duração do 1º período de créditos: 7 anos 0 meses
Número de períodos de renovação: 2

A.10. Quantidade estimada de reduções de emissões de GEE

Reduções de emissões durante o período de créditos	
Anos	Reduções anuais de emissões de GEE (em toneladas de CO ₂ e) para cada ano
Ano 2017 (período de crédito iniciando em 01/01/2017)	211.875
Ano 2018	211.875
Ano 2019	211.875
Ano 2020	211.875
Ano 2021	211.875
Ano 2022	211.875
Ano 2023 (período de crédito terminando em 31/12/2023)	211.875
Número total de anos de créditos	7
Média anual de redução de emissões de GEE durante o período de créditos	211.875
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	1.483.125

A.11. Financiamento público do CPA

Não há financiamento público recebido das partes incluídas no Anexo 1.

A.12. Confirmação para o CPA

A Tractebel Energia S.A. confirma que o CPA:

- Não está registrado como uma atividade de projeto individual de MDL nem faz parte de outro PoA¹¹ registrado; e
- Não é um CPA que tenha sido excluído de um PoA de MDL já registrado, resultado de um inclusão errônea de CPAs.

¹⁰ Como a data de início do período de créditos havia sido definida anteriormente como 01/06/2016, ou seja, antes da submissão do projeto para registro na UNFCCC, a data de início do período de créditos foi atualizada para 01/01/2017.

¹¹ "PoA": sigla em inglês para "Programme of Activities".

A.13. Informações de contato das pessoas/entidades responsáveis pelo preenchimento do formulário CDM-CPA-DD¹²

Nome da empresa: Tractebel Energia S.A.
Endereço: Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064, Florianópolis, Brasil
Contato 1: Márcio Gugelmin Zimmermann
Telefone: +48 3221 7035
E-mail: marcio.gugelmin@engie.com
Contato 2: Guilherme Slovinski Ferrari
Telefone: +55 48 3221 7072
E-mail: guilherme.ferrari@engie.com

Nome da empresa: ENGIE Brasil¹³
Endereço: Av Almirante Barroso, 52, 14º andar, Rio de Janeiro, Brasil
Contato 1: Sr. David Freire da Costa
Telefone: +55 21 3974 5418
E-mail: david.costa@engie.com
Contato 2: Sr. Philipp Hauser
Telefone: +55 21 3974 5443
E-mail: philipp.hauser@engie.com

Nome da empresa: Climate Link Limited
Endereço: 115 Magdalen Road, Oxford. OX4 1RQ, RU
Contato 1: Sra. Adriana Torchelo
Telefone: +44 (1) 1865 600903
E-mail: adriana.torchelo@climate-link.com
Contato 2: Sr. Rodrigo Bezerra
Telefone: +44 (0) 1865 600903
E-mail: rodrigo@climate-link.com

SEÇÃO B. Análise ambiental**B.1. Análise dos impactos ambientais**

De acordo com a Resolução Federal CONAMA 001/86¹⁴, Art. 2, os projetos de geração de eletricidade, com capacidade instalada acima de 10 MW, deverão elaborar e submeter o estudo de impacto ambiental correspondente para aprovação do órgão estadual ambiental competente.

No estado do Ceará, o processo de licenciamento ambiental é realizado pela Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará (SEMACE), uma instituição criada pela Lei estadual N° 11.481 de 28 de dezembro de 1987 e que está vinculada ao Conselho de Política e Gestão do Meio Ambiente. A SEMACE fornece a licença em consulta com o conselho municipal local bem como com outras autoridades federais e estaduais envolvidas no processo de licenciamento.

O sistema de licenciamento ambiental do estado do Ceará é composto pelas seguintes licenças ambientais¹⁵:

¹² “CDM-CPA-DD”: sigla em inglês para “Component Project Activity Design Document”.

¹³ A “ENGIE Brasil” faz parte do Grupo ENGIE, que é o novo nome da GDF SUEZ. No entanto, para efeitos legais, o nome jurídico da ENGIE Brasil continua sendo GDF SUEZ Energy Latin America (GSELA), que permanece válido até que seja formalmente alterado para ENGIE Brasil.

¹⁴ Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=23>. Acessado em: 03/08/2015.

¹⁵ Informações disponíveis em: <http://www.semace.ce.gov.br/> Acessado em: 03/08/2015

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

- Licença Prévia: Concedida pela SEMACE na fase preliminar da implantação do projeto, aprovando sua localização e concepção, certificando a viabilidade ambiental e estabelecendo as exigências e condições básicas a serem atendidas nas próximas fases de sua implantação.

- Licença de Instalação: Concedida pela SEMACE para a instalação do projeto de acordo com as especificações dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e outras condições;

- Licença de Operação: Concedida pela SEMACE para a operação do projeto após a verificação do atendimento das exigências estabelecidas nas licenças anteriores e a determinação das medidas e condições de controle ambiental a serem observadas durante a operação. É renovada periodicamente de acordo com sua validade pela Renovação da Licença de Operação (RLO), que é concedida para permitir a continuação da operação da atividade, desde que as condições estabelecidas para sua renovação sejam atendidas.

Para obter as licenças necessárias neste estágio, um Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) foi realizado para cada um dos quatro parques eólicos que constituem o Complexo Eólico Santa Mônica, os quais foram submetidos para a SEMACE para sua aprovação.

Além disso, como parte do processo de estudo de impacto ambiental e de acordo com as normas ambientais aplicáveis (resoluções CONAMA: N° 001/86, N° 009/87 e N° 237/97), o desenvolvedor do projeto realizou uma audiência pública, que fez menção explícita ao fato de que busca o registro do CPA como um projeto de MDL.

As partes interessadas foram convidadas para a audiência pública por meio de publicações nos seguintes jornais: Diário Oficial do Estado do Ceará, Jornal "O Povo" e "Diário do Nordeste". Além disso, o desenvolvedor do projeto entrou em contato direto com as lideranças das comunidades vizinhas ao projeto e fez anúncios pelo rádio, distribuição de folhetos e fixou cartazes para alcançar um número grande de partes interessadas participantes.

A audiência pública foi realizada em 10/12/2013 e 120 pessoas compareceram ao evento, incluindo representantes da agência ambiental do estado, membros das comunidades vizinhas, líderes sociais locais, autoridades municipais e outras partes interessadas.

A audiência pública foi conduzida pela SEMACE, Órgão licenciador. Inicialmente, a equipe da Tractebel Energia fez uma introdução sobre o setor de energia, sua evolução e as características principais do projeto, incluindo uma menção ao fato de que o projeto iria buscar os benefícios do MDL. Em seguida, a empresa responsável pela preparação dos estudos ambientais (MRS Estudos Ambientais Ltda.) apresentou os principais resultados dos estudos ambientais.

A Prefeitura Municipal de Trairí também foi consultada e confirmou que o projeto atende à legislação local que rege o uso e a ocupação da terra. Além disso, durante o estágio de concepção do projeto, desenvolvimento dos estudos ambientais e licenciamento dos parques, o projeto obteve a aprovação do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) e do Comando Aéreo Regional (COMAR) e a não objeção da Fundação Nacional do Índio (FUNAI) e da Fundação Palmares.

Seguindo os passos acima mencionados, a SEMACE emitiu as seguintes licenças prévias e de instalação:

Parque eólico	Licença Prévia	Licença de Instalação
Cacimbas 1	N° 80/2013, de 11/06/2013	N° 286/2014, de 14/10/2014
Estrela	N° 81/2013, de 11/06/2013	N° 287/2014, de 14/10/2014
Ouro Verde	N° 79/2013, de 11/06/2013	N° 236/2014, de 14/10/2014

Parque eólico	Licença Prévia	Licença de Instalação
Santa Mônica 1	Nº 82/2013, de 11/06/2013	Nº 282/2014, de 14/10/2014

B.2. Estudo de Impacto Ambiental

A área de influência ambiental do CPA é definida como a área física, biótica e socioeconômica que provavelmente sofrerá alterações como consequência de sua implantação, manutenção e operação. A identificação dos impactos ocorre nas três fases da implantação do CPA e inclui os impactos ambientais nos componentes abióticos, bióticos e socioeconômicos.

A operação do Complexo Eólico Santa Mônica usará recursos renováveis e, por essa razão, os impactos no meio ambiente serão minimizados. Além disso, o risco de produção de efluentes ou resíduos durante a operação do Complexo Eólico, assim como o tráfego de veículos e pessoas serão mínimos. As alterações ambientais resultantes da instalação do complexo serão compensadas ou reduzidas pela adoção de medidas de mitigação e controles ambientais. Durante a fase de construção do projeto, os impactos serão mais significativos no local devido à remoção da vegetação, terraplanagem, abertura e ampliação de acessos, manuseio de materiais e montagem das torres e turbinas eólicas.

Os estudos de impacto ambiental para os quatro parques eólicos do complexo foram desenvolvidos de acordo com a legislação ambiental atual e seguindo as diretrizes constantes dos Termos de Referência (TR) expedidos pela SEMACE. As análises dos impactos ambientais mostram resultados satisfatórios para a implantação do projeto. Além disso, as usinas eólicas apresentam benefícios socioeconômicos em sua área de influência.

As medidas de mitigação, monitoramento e controle incluem ações a serem executadas durante as fases de pré-implantação, implantação e operação. O Empreendedor do projeto desenvolverá programas e planos ambientais para assegurar que os impactos ambientais sejam devidamente mitigados e/ou compensados. Essas medidas serão concebidas em conformidade com requisitos técnicos legais para atender às exigências da legislação ambiental vigente.

A tabela abaixo apresenta os possíveis riscos ambientais identificados e o plano de controle e monitoramento ambiental que será implementado pelo proprietário do projeto de acordo com os estudos ambientais (EIA/RIMA).

Fases	Impactos Ambientais	Planos e Programas de Controle e Monitoramento Ambiental
Implantação	Emissões de ruído Emissões de material particulado Geração de resíduos e efluentes Perda de cobertura vegetal Perturbação da fauna Alterações na paisagem Aumento do fluxo de tráfego Criação de empregos Aumento na coleta de impostos Melhoria da acessibilidade local	Monitoramento do Nível de Ruído e Vibrações; Proteção ao Trabalhador e Segurança no Ambiente de Trabalho; Conservação Paisagística; Plano de Desmatamento Racional (PDR); Programa de Recuperação de Áreas Degradadas e Controle de Processos Erosivos (PRAD); Manejo da Fauna durante a Supressão Vegetal; Monitoramento da Qualidade do Solo; Monitoramento da Qualidade da Água (superficial e subterrânea); Monitoramento da Avifauna e Quirópteros; Auditoria Ambiental; Programa de Gerenciamento dos Riscos (PGR); Plano de Ação de Emergência (PAE); Resgate de Achados do Patrimônio Arqueológico, Cultural e Histórico; Programa de Educação Ambiental (PEA); Comunicação para as Comunidades Vizinhas ao Empreendimento.

Fases	Impactos Ambientais	Planos e Programas de Controle e Monitoramento Ambiental
Operação	Emissões de ruído Alterações na paisagem Impacto visual Acidentes com a avifauna e morcegos Criação de empregos	Programa de Recuperação de Áreas Degradadas e Controle de Processos Erosivos (PRAD); Monitoramento da Qualidade da Água (superficial e subterrânea); Monitoramento do Nível de Ruído e Vibrações; Monitoramento da Avifauna e Quirópteros; Desativação do Empreendimento

SEÇÃO C. Consulta pública local

C.1. Solicitação de comentários das partes interessadas locais

A consulta pública local é realizada no nível do PoA de acordo com os requerimentos da Autoridade Nacional Designada (AND) do Brasil para emitir a Carta de Aprovação¹⁶.

C.2. Síntese dos comentários recebidos

Não aplicável. A consulta pública local foi conduzida a nível PoA.

C.3. Relatório sobre a consideração dos comentários recebidos

Não aplicável. A consulta pública local foi conduzida a nível PoA.

SEÇÃO D. Elegibilidade do CPA e estimativa das reduções de emissões

D.1. Referência da(s) metodologia(s) e da(s) linha(s) de base padronizada(s)

- ACM0002 “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 16.0)¹⁷;
- “Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade” (versão 0.7.0.0)¹⁸;
- Ferramenta Metodológica: Análise de Investimento (versão 06.0)¹⁹;
- “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 5.0)²⁰;

D.2. Aplicabilidade da(s) metodologia(s) e da(s) linha(s) de base padronizada(s)

A tabela abaixo demonstra como as condições de aplicabilidade da metodologia selecionada e do PoA são atendidas e explica a documentação que foi usada.

Crítérios de aplicabilidade da ACM0002 (versão 16.0)	Aplicabilidade da ACM0002 (versão 16.0) ao CPA	Documentação usada como base da justificativa
1. Esta metodologia é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável conectada à rede que: a) Instalam uma central elétrica nova (“Greenfield”); b) Envolvem o aumento de capacidade de (uma)	O CPA consiste em uma atividade de projeto de geração de energia eólica conectada à rede que	EIA/RIMA e Licenças Prévia e de Instalação.

¹⁶ A AND do Brasil é representada pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC: Resolução no. 9, de 20 de março de 2009, que determina o Programa de Atividades do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0201/201258.pdf. Acessado em: 03/08/2015.

¹⁷ Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/EY2CL7RTEHRC9V6YQHLAR6MJ6VEU83>.

¹⁸ Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Reference/tools/index.html>.

¹⁹ Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Reference/tools/index.html>.

²⁰ Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Reference/tools/index.html>.

Critérios de aplicabilidade da ACM0002 (versão 16.0)	Aplicabilidade da ACM0002 (versão 16.0) ao CPA	Documentação usada como base da justificativa
<p>planta(s) existente(s);</p> <p>c) Envolvem a modernização de (uma) planta(s)/unidade(s) de operação existente(s);</p> <p>d) Envolvem a reabilitação de (uma) planta(s)/unidade(s) de operação existente(s); ou</p> <p>e) Envolvem a substituição de (uma) planta(s)/unidade(s) de operação existente(s).</p>	<p>instala uma central elétrica nova (opção a).</p>	
<p>2. A metodologia se aplica sob as seguintes condições:</p> <p>a) A atividade de projeto pode incluir uma central elétrica/unidade geradora de energia renovável de um dos seguintes tipos: central/unidade geradora hidrelétrica com ou sem reservatório, central/unidade geradora eólica, central/unidade geradora geotérmica, central/unidade geradora solar, central/unidade geradora undi-elétrica ou central/unidade geradora maremotriz;</p> <p>b) No caso de aumentos de capacidade, modernizações, reabilitações ou substituições (exceto para projetos de aumento de capacidade energética eólico, solar, undi-elétrico e maremotriz), a unidade/planta existente entrou em operação comercial antes do início de um período histórico mínimo de referência de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade, modernização ou reabilitação da unidade/planta entre o início desse período histórico mínimo de referência e a implantação da atividade de projeto.</p>	<p>a) O CPA inclui centrais geradoras eólicas.</p> <p>b) Não se aplica. O CPA consiste em um novo projeto.</p>	<p>EIA/RIMA e Licenças Prévia e de Instalação.</p>
<p>3. No caso de centrais hidrelétricas, uma das condições a seguir deve ser aplicável:</p> <p>(a) A atividade de projeto é implementada em reservatórios singulares ou múltiplos existentes, sem alteração no volume de nenhum dos reservatórios; ou</p> <p>(b) A atividade de projeto é implementada em reservatórios singulares ou múltiplos existentes, onde o volume do(s) reservatório(s) é aumentado e a densidade de potência, calculada usando a equação (3), é maior que 4 W/m^2; ou</p> <p>(c) A atividade de projeto resulta em novos reservatórios singulares ou múltiplos e a densidade de potência, calculada usando a equação (3), é maior que 4 W/m^2; ou</p> <p>(d) A atividade de projeto é um projeto de energia hidrelétrica integrado envolvendo múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência para qualquer dos reservatórios, calculada usando a equação (3), é menor ou igual a 4 W/m^2, todas as seguintes condições devem ser aplicáveis:</p> <p>(i) A densidade de potência calculada usando a capacidade total instalada do projeto integrado, de acordo com a equação (4), é maior que 4 W/m^2;</p> <p>(ii) A vazão de água entre os reservatórios não é</p>	<p>Não se aplica.</p> <p>O CPA consiste em centrais geradoras eólicas conectadas à rede.</p>	<p>Não se aplica.</p>

Critérios de aplicabilidade da ACM0002 (versão 16.0)	Aplicabilidade da ACM0002 (versão 16.0) ao CPA	Documentação usada como base da justificativa
<p>usado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade de projeto;</p> <p>(iii) A capacidade instalada da(s) central(is) elétrica(s) com densidade de potência menor ou igual a 4 W/m² deverá ser:</p> <p>a. Menor ou igual a 15 MW; e</p> <p>b. Menor que 10% da capacidade total instalada do projeto de energia hidrelétrica integrado.</p>		
<p>4. No caso de projetos de energia hidrelétrica integrados, o proponente do projeto deve:</p> <p>(a) Demonstrar que a vazão de água a montante das centrais/unidades geradoras é despejada diretamente no reservatório a jusante e que contribui coletivamente para a capacidade de geração do projeto de energia hidrelétrico integrado; ou</p> <p>(b) Fornecer uma análise do balanço de água abrangendo a água alimentada nas unidades geradoras, com todas as combinações possíveis de reservatórios e sem a construção de reservatórios. O propósito do balanço de água é demonstrar a exigência de combinação específica de reservatórios construídos no âmbito da atividade de projeto de MDL para a otimização da geração de energia. Essa demonstração precisa ser realizada no cenário específico de disponibilidade de água em diferentes sazonalidades para otimizar a vazão de água na entrada das unidades geradoras. Portanto, esse balanço de água levará em consideração as vazões sazonais do rio, afluentes (se houver) e a precipitação pluviométrica por um período mínimo de cinco anos antes da implantação da atividade de projeto de MDL.</p>	<p>Não se aplica.</p> <p>O CPA consiste em centrais geradoras eólicas conectadas à rede.</p>	<p>Não se aplica.</p>
<p>5. A metodologia não é aplicável para:</p> <p>a) Atividades do projeto que envolvam substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade de projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;</p> <p>b) Centrais/unidades geradoras movidas à biomassa.</p>	<p>O CPA não consiste em:</p> <p>a) Atividades de projeto que envolvam substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade de projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;</p> <p>ou</p> <p>b) Centrais/unidades geradoras movidas à biomassa.</p>	<p>EIA/RIMA e Licença(s) Prévia e de Instalação.</p>

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

Critérios de aplicabilidade da ACM0002 (versão 16.0)	Aplicabilidade da ACM0002 (versão 16.0) ao CPA	Documentação usada como base da justificativa
6. No caso de modernizações, reabilitações, substituições ou aumentos de capacidade, esta metodologia somente é aplicável se o cenário da linha de base mais plausível, como resultado da identificação do cenário da linha de base, for "a continuação da situação atual, ou seja, o uso dos equipamentos de geração de energia que já estavam em uso antes da implantação da atividade de projeto e sob manutenção usual de trabalho".	Não se aplica. O CPA consiste em novas centrais geradoras eólicas conectadas à rede.	EIA/RIMA e Licença(s) Prévia e de Instalação.
7. Além disso, as condições de aplicabilidade incluídas nas ferramentas referenciadas na metodologia.	O CPA atende às condições de aplicabilidade incluídas nas ferramentas referenciadas na metodologia.	Vide tabela abaixo.

Critérios de aplicabilidade da Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade (versão 07.0.0)	Aplicabilidade da ferramenta de adicionalidade ao CPA	Documentação usada como base da justificativa
O uso da "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" não é obrigatório para os participantes do projeto ao propor novas metodologias. Os participantes do projeto podem propor métodos alternativos para demonstrar a adicionalidade para consideração pelo Conselho Executivo. Eles podem submeter também revisões para metodologias aprovadas usando a ferramenta de adicionalidade.	Não se aplica. O CPA aplica a metodologia aprovada ACM0002 (versão 16.0).	Este documento de concepção do CPA.
Uma vez que a ferramenta de adicionalidade é incluída em uma metodologia aprovada, a sua aplicação pelos participantes do projeto que usem essa metodologia é obrigatória.	O CPA irá demonstrar e avaliar a adicionalidade usando esta ferramenta de acordo com e as disposições contidas na ACM0002 (versão 16.0).	Este documento de concepção do CPA.

Critérios de aplicabilidade da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 05.0)	Aplicabilidade da ferramenta do fator de emissão de rede ao CPA	Documentação usada como base da justificativa
Esta ferramenta pode ser aplicada para estimar OM, BM e/ou CM ao calcular as emissões da linha de base para uma atividade de projeto que substitui a eletricidade da rede, que é quando uma atividade de projeto fornece eletricidade para uma rede ou uma atividade de projeto que resulta em uma economia da eletricidade que teria sido fornecida pela rede (por exemplo, projetos de eficiência energética do lado da demanda).	O CPA substitui a eletricidade da rede através do fornecimento de energia limpa e renovável para o SIN.	EIA/RIMA e Licenças Prévia e de Instalação.
Nesta ferramenta, o fator de emissão para o sistema elétrico do projeto pode ser calculado tanto para centrais elétricas da rede ou, como uma opção, pode incluir	O fator de emissão para o sistema elétrico do CPA é calculado apenas para centrais	Cálculos do fator de emissão de rede da AND do Brasil ²¹ .

²¹ Fatores de emissão de rede da AND do Brasil. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689/Fatores_de_Emissao_de_CO_sub_2_sub_de_acordo_com_a_ferramenta_metodologica_Tool_to_calculate_the_emission_factor_for_an_electricity_system_versions_1_11_2_210_220_221_0300_e_040_aprovada_pelo_Conselho_Executivo_do_MDL.html Acessado em: 03/08/2015.

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

Critérios de aplicabilidade da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 05.0)	Aplicabilidade da ferramenta do fator de emissão de rede ao CPA	Documentação usada como base da justificativa
centrais elétricas fora da rede (sistemas isolados).	elétricas da rede.	
No caso de projetos de MDL, a ferramenta não é aplicável se o sistema elétrico do projeto estiver localizado, em parte ou totalmente, em um país do Anexo I.	O sistema elétrico do CPA (SIN) está localizado exclusivamente no Brasil.	Cálculos do fator de emissão de rede da AND do Brasil ²¹ .
Nesta ferramenta, o valor aplicado ao fator de emissão de CO ₂ de biocombustíveis é zero.	Será aplicado um valor de zero ao fator de emissão de CO ₂ de centrais elétricas movidas à biocombustíveis, se conectadas ao SIN.	Cálculos do fator de emissão de rede da AND do Brasil ²¹ .

D.3. Fontes e GEEs

Como o CPA consiste em uma central elétrica totalmente nova (“Greenfield”), o cenário da linha de base é “a eletricidade fornecida para a rede pela atividade de projeto que, de outra forma, teria sido gerada pela operação das centrais elétricas já conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Como centrais geradoras eólicas não usam combustível fóssil, não são esperadas emissões de projeto.

O CPA ficará localizado dentro do limite geográfico do Brasil, em conformidade com o PoA.

As fontes de gases de efeito estufa e de emissão incluídas ou excluídas da fronteira do projeto estão descritas na tabela abaixo.

Fonte		GEEs	Incluído(a)?	Justificativa/Explicação
Cenário da linha de base	Emissões de CO ₂ da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade de projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH ₄	Não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena.
Cenário do projeto	No caso de centrais elétricas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ a partir dos gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico	CO ₂	Não	Não aplicável. O CPA consiste em uma central geradora eólica.
		CH ₄	Não	Não aplicável. O CPA consiste em uma central geradora eólica.
		N ₂ O	Não	Não aplicável. O CPA consiste em uma central geradora eólica.
	Emissões de CO ₂ da combustão de	CO ₂	Não	Não aplicável. O CPA consiste em uma central geradora eólica.

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

Fonte	GEEs	Incluído(a)?	Justificativa/Explicação
combustíveis fósseis para geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais geotérmicas	CH ₄	Não	Não aplicável. O CPA consiste em uma central geradora eólica.
	N ₂ O	Não	Não aplicável. O CPA consiste em uma central geradora eólica.
Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	Não	Não aplicável. O CPA consiste em uma central geradora eólica.
	CH ₄	Não	Não aplicável. O CPA consiste em uma central geradora eólica.
	N ₂ O	Não	Não aplicável. O CPA consiste em uma central geradora eólica.

O fluxograma fornecido abaixo ilustra os equipamentos, sistemas e fluxos de massa e energia incluindo as fontes de emissões e os GEEs incluídos na fronteira do projeto do CPA.

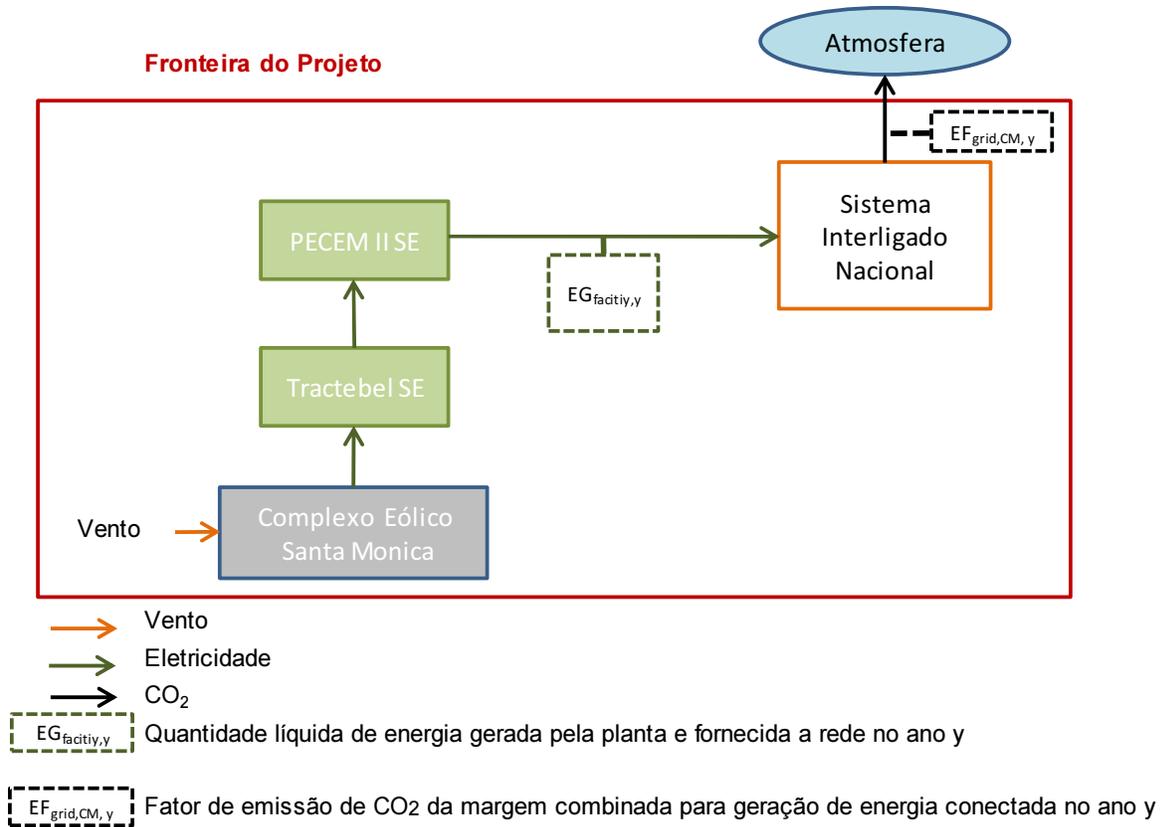


Figura 1. Fluxograma da fronteira do projeto e principais variáveis de monitoramento

D.4. Descrição do cenário da linha de base

De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 16.0), “se a atividade de projeto é a instalação de uma central elétrica totalmente nova, o cenário da linha de base é a eletricidade fornecida para a rede pela atividade de projeto que, de outra forma, teria sido gerada pela operação das centrais elétricas já conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

D.5. Demonstração de elegibilidade para um CPA

A demonstração de como o CPA atende a cada um dos critérios de elegibilidade, incluindo a confirmação de adicionalidade do CPA para sua inclusão no PoA, é fornecida a seguir:

Critérios de elegibilidade de acordo com o padrão	Critérios de elegibilidade para inclusão do CPA no PoA	Demonstração da conformidade do CPA com os critérios de elegibilidade
(a) O limite geográfico do CPA incluindo qualquer limite induzido por tempo compatível com o limite geográfico estabelecido no PoA;	Todas as instalações em um CPA devem ocorrer dentro dos limites geográficos do Brasil e devem estar conectadas à rede do SIN.	Como descrito na seção A.7 acima, o CPA ficará localizado dentro dos limites territoriais do Brasil. O CPA estará conectado ao SIN. <u>Documentos de referência:</u> - EIA/RIMA e Licenças Prévia e de Instalação.
(b) Condições que evitem a dupla contagem das reduções de emissões como identificações únicas do produto e locais dos usuários finais (por exemplo: logotipo do programa);	A Entidade Coordenadora / Gerenciadora (CME) ²² , que é a Tractebel Energia S.A., deve demonstrar que cada CPA não leva a uma dupla contagem das reduções de emissões através da confirmação de que cada CPA não faz parte de nenhuma das categorias abaixo: (1) Atividade de projeto de MDL individual, (2) Atividade de projeto de MDL agrupada, (3) Outro PoA registrado.	As coordenadas geográficas exclusivas do CPA são fornecidas na Seção A.7 acima. A Entidade Coordenadora / Gerenciadora é a desenvolvedora do projeto para este CPA e confirma que o CPA não é parte de um projeto individual ou projeto agrupado ou PoA no âmbito de qualquer estágio de processo do MDL ou outros programas de GEE (ou seja, em validação, solicitando registro ou registrado). Isto pode ser checado no website da UNFCCC ²³ , website do VCS, etc.
(c) As especificações de tecnologia/medida, incluindo o nível e tipo de serviço, as especificações de desempenho incluindo a conformidade com testes/certificações;	O CPA consistirá em um novo projeto de geração de energia renovável conectado à rede de um dos seguintes tipos: - Central/unidade geradora solar, - Central/unidade geradora eólica, - Central/unidade geradora undi-elétrica; - Central/unidade geradora maremotriz, Todos os CPAs deverão estar em conformidade com as normas nacionais disponíveis.	O CPA consiste em um novo projeto de geração de energia renovável conectado à rede do tipo "central geradora eólica". <u>Documentos de referência:</u> - Especificações de tecnologia/medida incluindo o nível e tipo de serviço, especificações de desempenho incluindo a conformidade com testes/certificações. Os nomes dos documentos de referência são fornecidos na seção A.5 acima; - EIA/RIMA e Licenças Prévia e de Instalação.
(d) Condições para verificar a data de início do CPA através de evidência documental;	A data de início do CPA não poderá ser a mesma data ou anterior a data de início do PoA:	Como afirmado na seção A.8.1., a data de início do CPA é: 16/06/2014 ; portanto, após a

²² "CME": sigla em inglês para "Coordinating/Managing Entity".

²³ "UNFCCC": sigla em inglês para "United Nations Framework Convention on Climate Change".

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

Critérios de elegibilidade de acordo com o padrão	Critérios de elegibilidade para inclusão do CPA no PoA	Demonstração da conformidade do CPA com os critérios de elegibilidade
	<p>05/05/2014, data na qual a Consideração Prévia do MDL foi publicada no website da CQNUMC.</p> <p>A data de início do CPA deve ser a primeira data em que começa ou a implantação ou a construção ou a ação real de uma atividade de projeto, em linha com o "Glossário de termos do MDL".</p> <p>Evidência documental da data de início do CPA deve ser fornecida no momento da inclusão de cada CPA no PoA.</p>	<p>data de início do PoA.</p> <p><u>Documentos de referência:</u></p> <p>Contratos entre o desenvolvedor do projeto e a Alstom relacionados ao fornecimento dos aerogeradores.</p>
(e) Condições que garantem a conformidade com a aplicabilidade e outras exigências de uma ou múltiplas metodologias aplicadas pelos CPAs;	<p>O CPA deve cumprir as exigências de acordo com as disposições estabelecidas na metodologia ACM0002 (versão 16.0).</p>	<p>O CPA está em conformidade com a metodologia ACM0002 (versão 16.0) e suas exigências das ferramentas aplicáveis como descrito na seção D.2 acima.</p> <p><u>Documentos de referência:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - EIA/RIMA e Licenças Ambientais; - Memoriais descritivos submetidos à ANEEL.
(f) As condições que asseguram que os CPAs atendam às exigências pertencentes à demonstração de adicionalidade conforme especificadas na seção 4.1 da norma "Demonstração de adicionalidade, desenvolvimento de critérios de elegibilidade e aplicação de múltiplas metodologias para programas de atividades" (versão 04.0);	<p>O CPA deve demonstrar a adicionalidade de acordo com o procedimento passo-a-passo contido na "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade":</p> <p>Passo 0: Demonstração se a atividade de projeto proposta é a primeira de seu tipo;</p> <p>Passo 1: Identificação de alternativas para a atividade de projeto;</p> <p>Passo 2: Análise de investimentos;</p> <p>Passo 3: Análise de barreiras; e</p> <p>Passo 4: Análise de prática comum.</p> <p>Como alternativa, os proponentes do projeto também têm a opção de aplicar o "procedimento simplificado para demonstrar a adicionalidade", de acordo com as disposições contidas na seção 5.3.1. da metodologia ACM0002 (versão 16.0).</p>	<p>A adicionalidade para o presente CPA é demonstrada através da condução de uma análise de investimentos e de prática comum de acordo com a "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 0.7.0.0). A documentação requerida para fazer a cópia de segurança das avaliações é fornecida para a Entidade Operacional Designada (EOD).</p> <p>A confirmação da adicionalidade do CPA é apresentada a seguir.</p>
(g) As exigências específicas do PoA estipuladas pela CME, incluindo quaisquer condições relacionadas à realização de consultas públicas locais e à	<p>- A análise de impacto ambiental deverá ser conduzida à nível do CPA para todos os CPAs com capacidade instalada superior a 10 MW, de acordo com as leis e</p>	<p>- A análise dos impactos ambientais do CPA foi conduzida conforme as leis e regulamentações ambientais aplicáveis e aprovadas como</p>

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

Critérios de elegibilidade de acordo com o padrão	Critérios de elegibilidade para inclusão do CPA no PoA	Demonstração da conformidade do CPA com os critérios de elegibilidade
análise de impacto ambiental;	normas ambientais aplicáveis. - A consulta pública local é conduzida à nível do PoA e de acordo com as exigências da AND do Brasil para a emissão da Carta de Aprovação. A CME não estipula nada específico para consultas públicas locais à nível do CPA.	descrito e evidenciado na seção B acima. Como resultado, a agência ambiental SEMASE emitiu as licenças preliminares e de instalação para todas as 4 plantas eólicas do Complexo Eólico Santa Mônica. - A consulta pública local foi realizada no nível do PoA como descrito e evidenciado na seção F do PoA-DD de acordo com os requerimentos da AND do Brasil. <u>Documentos de referência:</u> EIA/RIMA e/ou Licença(s) Ambiental(is) estão referenciados na seção B acima.
(h) Condições para fornecer uma afirmação de que o financiamento pelas partes no Anexo I, se houver, não resulta em um desvio da Assistência Oficial ao Desenvolvimento (AOD);	O financiamento para o CPA será confirmado como sendo consistente com o financiamento do PoA descrito no documento de concepção do PoA (PoA-DD). Será exigida uma confirmação de que não há financiamento proveniente das partes no Anexo I ou, se houver, que este não seja um desvio da AOD.	A Tractebel Energia S.A. confirma que o projeto não receberá nenhum financiamento de uma Parte do Anexo I que possa resultar em um desvio da AOD oficial.
(i) Onde aplicável, o grupo alvo (por exemplo, doméstico / comercial / industrial, rural / urbano, contactado à rede / fora da rede) e os mecanismos de distribuição (por exemplo, instalação direta);	O CPA deve corresponder com o grupo alvo: Novos projetos de energia renovável conectados à rede (SIN), tais como: eólico, solar, undi-elétrico ou maremotriz. Não é esperado que os projetos tenham mecanismos de distribuição.	O CPA é uma central geradora eólica totalmente nova ("Greenfield") conectada ao SIN. Portanto, ela corresponde ao grupo alvo. <u>Documentos de referência:</u> 1. EIA/RIMA e/ou Licenças Ambientais; 2. Descrição técnica do projeto.
(j) Onde aplicável, as condições relacionadas às exigências de amostragem para o PoA em conformidade com a "Norma para amostragem e pesquisas para atividades de projeto e programa de atividade de MDL";	Não se aplica. Todos os CPAs incluídos no PoA deverão ser monitorados individualmente.	Não se aplica.
(k) Onde aplicável, as condições que assegurem que cada CPA agregado cumpra os critérios limiares de pequena escala ou de microescala e permaneça dentro desses limiares durante o período de créditos do CPA;	Não se aplica. A metodologia consolidada de grande escala ACM0002 (versão 16.0) é aplicada para este CDM-PoA e seus CPAs. Assim, mesmo que a capacidade instalada total de um CPA seja igual ou menor que 15 MW, o projeto deverá cumprir com as	Não se aplica.

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

Critérios de elegibilidade de acordo com o padrão	Critérios de elegibilidade para inclusão do CPA no PoA	Demonstração da conformidade do CPA com os critérios de elegibilidade
	condições / critérios estabelecidos pela metodologia ACM0002 (versão 16.0).	
(l) Onde aplicável, as exigências para a verificação de desagrupamento, no caso de CPAs que pertençam a categorias de projeto de pequena escala ou microescala.	Não se aplica. É aplicada a metodologia consolidada para projetos de grande escala ACM0002 (versão 16.0), portanto a verificação de desagrupamento não é aplicável.	Não se aplica.

Confirmação da adicionalidade do CPA para sua inclusão no PoA

Como mencionado no critério (f) acima, a adicionalidade do CPA é demonstrada através da condução de uma avaliação da adicionalidade de acordo com a "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 0.7.0.0).

A ferramenta fornece uma abordagem passo-a-passo para demonstrar e avaliar a adicionalidade. Esses passos incluem:

- (a) Passo 0: Demonstração se a atividade de projeto proposta é a primeira de seu tipo.
- (b) Passo 1: Identificação de alternativas para a atividade de projeto;
- (c) Passo 2: Análise de investimentos;
- (d) Passo 3: Análise de barreiras;
- (e) Passo 4: Análise da prática comum.

Passo 0: Demonstração se a atividade de projeto proposta é a primeira de seu tipo.

Resultado do Passo 0: A atividade de projeto não é a primeira de seu tipo. Portanto, é aplicado o passo 1.

Passo 1: Identificação de alternativas para a atividade de projeto consistentes com as leis e regulamentos atuais

- *Subpasso 1a: Definir cenários alternativos para a atividade de projeto*

Dado que, o CPA proposto é a instalação de um complexo eólico, duas alternativas reais e credíveis que fornecem resultados ou serviços comparáveis foram identificadas:

- a) O CPA proposto empreendido sem o registro como um CPA de MDL.
- b) Continuação da situação atual, ou seja, sem o empreendimento da atividade de projeto. Isso implicaria de acordo com as disposições contidas na metodologia ACM0002 (versão 16.0), que: "se a atividade de projeto for a instalação de uma central elétrica totalmente nova, o cenário da linha de base será, a eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto que seria, de outra forma, gerada pela operação das centrais elétricas já conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".

Resultado do Passo 1a: Como apresentado acima, os cenários alternativos reais e credíveis identificados para a atividade de projeto são: a) O proposto CPA empreendido sem o registro como um CPA de MDL; e b) Continuação da situação atual, ou seja, sem o empreendimento da atividade de projeto.

- Subpasso 1b: Consistência com leis e regulações obrigatórias

Resultado do Passo 1b: Os cenários alternativos identificados cumprem com todos os requerimentos regulatórios e legais obrigatórios aplicáveis do Brasil e decisões do Conselho Executivo em políticas e regulamentações nacionais e/ou setoriais. .

Passo 2: Análise de investimentos

O propósito deste passo é determinar que o CPA proposto não é a alternativa mais atraente economicamente ou financeiramente; ou não viável economicamente ou financeiramente, sem a receita das vendas das reduções certificadas de emissões (RCEs).

Como afirmado no PoA-DD do PoA Brasileiro para Projetos de ERNC Incentivados por NAMA²⁴, no qual o atual CPA está incluído, a análise de investimentos do atual CPA levará em consideração o "Tratamento de, entre outros, subsídios/incentivos financeiros de Políticas E-", como transcrito a seguir:

De acordo com a Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade (versão 7.0.0), os subsídios e incentivos deverão ser incluídos no cálculo do indicador financeiro considerando a orientação do Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM-EB)²⁵ sobre a consideração das políticas e medidas nacionais/locais/setoriais para a definição da linha de base. Em sua 22ª reunião, o Conselho Executivo de MDL (EB22) definiu que as políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais devem ser levadas em consideração no estabelecimento de um cenário da linha de base, sem a criação de incentivos perversos que possam afetar as contribuições das Partes anfitriãs para o objetivo principal da Convenção. Como resultado, o Conselho concordou em definir Política E- como:

"Políticas ou regulações nacionais e/ou setoriais que fornecem vantagens comparativas para as tecnologias menos intensivas em emissões sobre as tecnologias mais intensivas em emissões (por exemplo: subsídios públicos para promover a difusão de energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética)."

Além disso, o Conselho acordou que essas políticas devem ser abordadas como descrito a seguir:

Políticas E- "que foram implementadas desde a adoção pela Conferência das Partes (COP)²⁶ das Modalidades e Procedimentos do MDL (CDM M&P)²⁷ (decisão 17/CP.7, de 11 de novembro de 2001) não precisam ser levadas em consideração para o desenvolvimento de um cenário da linha de base (ou seja, o cenário da linha de base pode referenciar uma situação hipotética sem as políticas ou regulações nacionais e/ou setoriais estabelecidas)".

A importância do conceito da Política E- foi reforçada pela CMP 5 em Copenhague que forneceu, como parte da decisão 2/CMP.5 sobre a "Orientação adicional relativa ao mecanismo de desenvolvimento limpo" a seguinte orientação 157:

"10. Afirma que é prerrogativa do país anfitrião decidir sobre o desenvolvimento e implantação de políticas para promover ou dar vantagem competitiva para combustíveis ou tecnologias com baixa emissão de gases de efeito estufa;

11. Solicita que o Conselho Executivo assegure que suas regras e diretrizes relacionadas à introdução ou implantação das políticas referenciadas no parágrafo 10 acima promovam o alcance

²⁴ "NAMA": sigla em inglês para "Nationally Appropriate Mitigation Actions".

²⁵ "CDM-EB": sigla em inglês para "Executive Board of the Clean Development Mechanism".

²⁶ "COP": sigla em inglês para "Conference of the Parties".

²⁷ "CDM M&P": sigla em inglês para "Modalities and Procedures of the Clean Development Mechanism".

do objetivo principal da Convenção e não criem incentivos perversos para os esforços de redução de emissões;"

Uma versão preliminar da "Diretriz sobre a aplicação da Política E- para demonstração de adicionalidade através da análise de investimentos e revisão proposta da Ferramenta combinada e da Ferramenta de adicionalidade"²⁸ preparada pelo Secretariado foi discutida na EB74, mas foi solicitada uma análise adicional do Secretariado; no entanto, nenhum outro documento foi publicado até o momento.

O tratamento desses subsídios/incentivos financeiros na definição do cenário da linha de base e, portanto, na análise de investimentos também foi considerada no PDE 2022 que afirma:

"É importante destacar que as várias ações que contribuem para a redução das emissões de GEE com vistas ao atendimento da meta pré-fixada para 2020, enquadram-se, no que se refere ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), nas regras específicas estabelecidas pelo Conselho Executivo de MDL (Esclarecimentos sobre a consideração das políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais nos cenários da linha de base; EB22, Anexo 3). Essas regras aplicadas ao PDE 2022 caracterizam-no como uma "Política E-". Isso significa que o cenário do PDE 2022 não deve ser considerado como linha de base para avaliação de políticas de redução de emissões. De fato, em uma "Política E-" "o cenário da linha de base pode referir-se a uma situação hipotética, prescindindo de uma política nacional/setorial ou de qualquer regulação". Em outras palavras, o PDE 2022 não interfere negativamente na obtenção de créditos de carbono no desenvolvimento de projetos setoriais que contribuem para mitigação de emissões de GEEs. Dito de outra forma: o PDE não é um cenário usual (BAU – Business as usual) porque já compreende as medidas necessárias para atingir os objetivos básicos colocados desde sua formulação, entre os quais se insere a redução das emissões de GEE. De acordo com a classificação do IPCC, o PDE é reconhecido como um cenário de mitigação ou de intervenção porque incorpora meta específica de emissões de CO₂e²⁹, e compreende explícita e implicitamente políticas e medidas no sentido de viabilizar o atingimento da meta."³⁰

Como descrito no documento de concepção do PoA, o governo brasileiro vem promovendo um conjunto de medidas e incentivos regulatórios e econômicos visando a promoção da expansão da matriz elétrica do país com base em fontes renováveis e tecnologias com baixas emissões de carbono. Para alcançar esses objetivos, o país instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) por meio da publicação da Lei nº 12.187/2009³¹ e a regulamentou pelo Decreto nº 7.390/2010³². Cabe especial destaque o Artigo 6º da PNMC que define os instrumentos e ferramentas complementares para promover as reduções de emissões de gases de efeito estufa (GEE), como:

- Linhas de crédito e condições de financiamento específicas oferecidas por bancos privados e públicos (§ VII); bem como outras medidas econômicas e financeiras nacionais (§ XI);
- As medidas financeiras e econômicas para a mitigação de mudanças climáticas [...] que existem no âmbito da UNFCCC e do Protocolo de Quioto (§ X);
- As medidas existentes ou a serem criadas, para incentivar o desenvolvimento de processos e tecnologias que contribuem para a redução de emissões e remoções de gases de efeito estufa, bem como para a adaptação, dentre as quais o estabelecimento de

²⁸ Documentos do EB74 em consideração na reunião; Anexo 8 - Diretriz sobre a aplicação da Política E- para demonstração de adicionalidade através da análise de investimentos e revisão proposta da Ferramenta combinada e da Ferramenta de adicionalidade. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/Meetings/MeetingInfo/DB/A98ON4QWRFIGSP6/view>. Accessed on: 12/12/2015.

²⁹ CO₂ equivalente

³⁰ Ministério de Minas e Energia: Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 (PDE 2022). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Relatório%20Final%20do%20PDE%202022.pdf>. Acessado em: 03/08/2015.

³¹ Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/Lei/L12187.htm#art12.

³² Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7390.htm.

critérios de preferência nas licitações e concorrências públicas, compreendendo aí as parcerias público-privadas e a autorização, permissão, outorga e concessão para a exploração de serviços públicos e de recursos naturais, para as propostas que proporcionam maior economia de energia, água e outros recursos naturais e redução da emissão de gases de efeito estufa e de resíduos (§XII).

Portanto, estes princípios foram a base para os seguintes incentivos:

- Contratação das fontes de energia com base em contratos de longo prazo nos leilões do mercado regulado (ACR), ou através do mercado livre (ACL), por contratos bilaterais firmados com consumidores especiais.
- Condições de financiamento específicas estruturadas por bancos públicos e privados.
- Incentivos fiscais e setoriais complementares, principalmente a redução de 50% das tarifas de transmissão e distribuição (TUSD/TUST - G) para energias complementares com capacidade instalada até 30 MW.
- O uso do MDL por parte dos empreendedores.

Para esclarecer o papel do MDL na promoção de investimentos, a Portaria MME nº 29 de 28 de Janeiro de 2011 definiu que os projetos contratados com base nos leilões regulados poderão pleitear para si créditos oriundos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), conforme descrito abaixo.

“Art. 2º: Os empreendedores que negociarem energia elétrica proveniente de fontes alternativas nos Leilões de que tratam o Decreto no 5.163, de 2004, e o Decreto no 6.353, de 2008, poderão pleitear para si créditos oriundos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL, sendo de sua inteira responsabilidade a elaboração e a obtenção de todos os documentos necessários e a execução de todas as etapas para o registro de seu empreendimento, junto ao Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.”³³

Dessa forma, o referido CPA busca esses benefícios introduzidos pelo governo brasileiro. No entanto, desde que tais instrumentos para incentivar a ERNC sejam classificados como uma política E-, de acordo com as regras de MDL o impacto da política não deve ser levado em consideração para o desenvolvimento do cenário da linha de base dos CPAs a serem incluídos no referido PoA.

- *Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado*

A atividade de projeto gera benefícios financeiros e econômicos além da receita relacionada ao MDL, portanto, não é possível aplicar uma análise de custo simples (Opção I).

As alternativas disponíveis são a análise comparativa de investimentos (Opção II) e a análise de *benchmark*³⁴ (Opção III).

Considerando que o desenvolvedor do projeto não tem escolhas de investimento e alternativas comparáveis (continuar a tendência atual é a única opção além da execução da atividade de projeto proposta sem o registro como uma atividade de projeto de MDL), a análise de *benchmark* (Opção III) é considerada apropriada.

- *Subpasso 2b. Opção III. Análise de benchmark*

A TIR de capital próprio (depois de impostos em termos reais) foi selecionada como o indicador financeiro mais adequado para o tipo de projeto e contexto de decisão.

³³ Ministro de Minas e Energia (MME): Portaria MME nº 29 de 28 de Janeiro de 2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%20A-3%20e%20Reserva%202011/Portaria%20MME%20n%C2%BA%2029-11.pdf>. Acessado em: 03/08/2015.

³⁴ “*Benchmark*”: também conhecido como “*valor de referência*”.

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

De acordo com a ferramenta metodológica Análise de Investimentos (versão 06.0) seção 6: "Retornos exigidos/esperados sobre o capital próprio são parâmetros de referência adequados para a TIR de capital próprio".

Portanto, o custo de capital próprio no mercado foi selecionado como a referência adequada para a presente análise de investimentos.

Além disso, a sub-seção 6.1 da ferramenta mencionada acima afirma que: "Se o parâmetro de referência é baseado em parâmetros que são padrões no mercado, o custo de capital próprio deve ser determinado por meio de: (a) seleção dos valores fornecidos no Apêndice; ou por (b) cálculo do custo de capital próprio usando CAPM".

Com base nessa disposição, o presente CPA utiliza o valor padrão do retorno esperado sobre o capital próprio após os impostos, expresso em termos reais, para projetos do setor de energia brasileiro fornecido no Apêndice da ferramenta: 10,65%.

- Subpasso 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Esta seção contém a análise do fluxo de caixa do capital próprio do Complexo Eólico Santa Mônica que foi realizada em termos reais.

A análise financeira do Complexo Eólico Santa Mônica foi realizada para todo o complexo porque ele foi concebido como apenas um projeto que consiste em quatro parques eólicos adjacentes. Prova disso é que na 131ª Reunião do Conselho da Tractebel Energia o investimento no complexo foi aprovado como um todo.

Além disso, a engenharia, construção e contratos de operação e manutenção provam que a execução e operação das plantas foram concebidas e negociadas todas juntas.

O Complexo Eólico Santa Mônica foi dividido em quatro parques apenas a fim de garantir seu acesso a benefícios fiscais. Como mencionado acima, um benefício importante é o desconto de 50% sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) que o Governo Federal concede aos projectos de energias renováveis com capacidades nominais de até 30 MW.

A tabela a seguir apresenta os parâmetros de entrada e a documentação de apoio utilizados na análise de benchmark, selecionados de acordo com os requerimentos e orientações do Conselho Executivo de MDL (CDM-EB). Todos os valores de entrada e dados utilizados na análise de investimento eram válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento. Os efeitos da tributação sobre o fluxo de caixa foram levados em consideração de acordo com a legislação aplicável.

Parâmetro	Unidades	Valor	Referência
Benchmark	%	10,65%	Valor padrão para o retorno esperado sobre o capital próprio (ke) após os impostos para projetos brasileiros de geração de energia; Apêndice das "Ferramenta Metodológica: Análise de Investimento" (versão 06.0).
Data de comissionamento	dd/mm/aaaa	01/06/2016	Data de início da operação comercial do primeiro parque eólico (Cacimbas 1) de acordo com os cronogramas tentativos.
Vida útil técnica do projeto.	anos	20	Descrição Técnica; ECO 122 – DESCRIÇÃO GERAL; DST-0484 Rev. 09; 20/01/2014; ALSTOM
Depreciação	anos	20	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, pág. 209, publicado pela ANEEL ³⁵ .

³⁵Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2_primeira_Ver.pdf. Acessado em: 03/08/2015.

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

Parâmetro	Unidades	Valor		Referência
Geração de eletricidade líquida (P90)	MWh/ano	413.981		Calculado, como indidaco na tabela da página 4.
Total de geradores para turbinas eólicas (WTG)	-	36		Memorial Descritivo dos parques eólicos submetidos à ANEEL
Capacidade WTG	MW	2,7		Memorial Descritivo dos parques eólicos submetidos à ANEEL
Tarifa de eletricidade	R\$/MWh	133.13		Preço médio da energia eólica no último leilão de energia no Brasil anterior à data de início do projeto (19º LEILÃO DE ENERGIA NOVA A-3/2014); 06/06/2014 ³⁶ .
Tarifa de distribuição (TUST)	R\$/kW Por mês	7,714		Calculado como a média ponderada da TUST de cada usina eólica que compõe o Complexo Eólico Santa Mônica de acordo com a Resolução ANEEL N° 1.651, 12/11/2013; multiplicado por 2 para compensar o desconto de 50% no custo da TUST para ERNC que é uma política E-.
Cronograma de CAPEX	kR\$	2014	24.109	Tractebel Energia 22ª Reunião do Conselho; 11/04/2014 e planilha de orçamento de CAPEX de Santa Mônica.
		2015	247.260	
		2016	188.033	
		Total	459.402	
	kR\$/MW	4.726		Calculado.
kUS\$/MW	2.118		Calculado.	
Taxa de câmbio	R\$/US\$	2.2313		Banco Central do Brasil; 16/06/2014 (data de início do CPA) ³⁷ .
OPEX				
O&M Parques Eólicos	kR\$/ WTG.ano	Anos 1, 2	25.325	Alstom, proposta de O&M; 13/02/2014.
		Anos 3 - 5	156.55	
		Anos 6 - 20	173.54	
O&M Subestação e Linha de Transmissão	kR\$/ano	529		Conservadoramente estimado com base no custo por MW de O&M da Subestação e da Linha de Transmissão de acordo com os contratos de O&M da Subestação e da Linha de Transmissão para os parques eólicos do Complexo Trairi (Mundaú, Flexeiras I, Guajirú e Trairi) dividido pela "capacidade total instalada do Complexo Eólico Trairi. (http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoGeracaoTipo.asp?tipo=7&ger=Combustivel&principal=E%F3lica) e do Complexo Eólico Santa Mônica" multiplicado pela capacidade instalada do Complexo

³⁶ Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-3%202014/Leil%C3%A3odeenergiaA-32014contrata968.6MW.aspx?CategoriaID=6905> (date); http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_251089 (Wind energy average price) Acessado em: 14/12/2015.

³⁷ Disponível em: <http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpsq.asp?id=txcotacao>. Acessado em: 17/09/2015

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

Parâmetro	Unidades	Valor		Referência
				Eólico Santa Mônica.
SG&A	kR\$/ano	2.006		Estimado com base no Relatório de Administração e Demonstrações Financeiras dos Exercícios 2013; Tractebel Energia ³⁸ .
Arrendamento de terreno	% (de vendas de energia)	1,50%		Adendo aos contratos de arrendamento de terreno dos parques eólicos do Complexo Santa Mônica.
Capital de giro				
<i>Contas a receber</i>	dias	40		- Procedimentos de comercialização; Módulo 5 - Mercado de curto prazo; Submódulo 5.2 - no mercado de curto prazo; CCEE; 16/12/2012; - 2015 cronograma de pagamento; CCEE.
<i>Contas a pagar</i>	dias	30		Estimativa interna da Tractebel Energia utilizada pela empresa em sua análise financeira. Exemplo: contrato de O&M da Subestação e da Linha de Transmissão do Parque Eólico de Trairí; Página 7; 17/09/2013.
Impostos				
		Alí- quota do im- posto	Base do imposto *	* % das receitas
<i>PIS/COFINS³⁹ (Cumulativo)</i>	%	3,65%	100%	Orçado conforme Lei brasileira 10.637, Lei 10.833, e Instrução Normativa 247 aplicáveis.
<i>Base de Imposto de Renda:</i>	%	15%	8%	Orçada conforme a lei brasileira 9.249 e Lei 9.430 aplicáveis (renda até 240.000 R\$).
<i>Imposto de Renda adicional</i>	%	10%	8%	Orçada conforme a lei brasileira 9.249 e Lei 9.430 aplicáveis (renda acima de 240.000 R\$).
<i>Base de Contribuição Social</i>	%	9%	12%	Orçada conforme a Lei brasileira 9.249 e Lei 9.431 aplicáveis.
Encargos do setor de energia				
Tarifa ANEEL				
<i>TFSEE⁴⁰</i>	%	0,4%		Art. 12º da Lei 9.427/1996 ⁴¹ .
<i>Tarifa Base da TFSEE</i>	R\$/kW	470,63		ANEEL; "DESPACHO Nº 71", 14/01/2014. ⁴²
<i>Tarifa da CCEE⁴³</i>	kR\$/MW	0,00012		Taxa da CCEE, 2013 (Contribuição Associativa) ⁴⁴ .

³⁸ Disponível em: <http://www.tractebelenergia.com.br/wps/wcm/connect/2a7b700b-eba9-4be9-b511-3cddb107ecda/RA+e+DF-2013+TBLE+vers%C3%A3o+Final+CVM.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=2a7b700b-eba9-4be9-b511-3cddb107ecda>; Acessado em: 12/12/2015

³⁹ PIS/COFINS: Programas de Integração Social / Contribuição para Financiamento da Seguridade Social.

⁴⁰ TFSEE: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.

⁴¹ Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9427compilada.htm. Acessado em 03/08/2015.

⁴² Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2014071ti.pdf>. Acessado em :12/12/2015.

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

Parâmetro	Unidades	Valor	Referência
Total	kR\$/ano	183,03	Calculado.
Custo da dívida			
TJLP (<i>termos nominais</i>)	%	5,00%	Mínimo custo de financiamento do BNDES; TJLP Abril-Junho de 2014; http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Ferramentas_e_Normas/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html
<i>Taxa de Inflação Brasileira</i>	%	4,76%	Valor médio da série temporal de 2014-2036. O valor de cada ano foi determinado com base em: i – série 2014-2018: "Expectativas de Mercado - Séries Temporais", disponível no site do Banco Central do Brasil: https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/en/serieestatisticas (Para acesso ao arquivo, selecione a seguinte entradas de dados: - indicador = "índices de preços"; caixas de seleção = "IPCA" para CPI local; cálculo = "mediana"; periodicidade = "anual"; data de início da série = "01/01/2014"; data final de série = "16/06/2014" (data de início do projeto); período de projeções: Desde o ano = "2014" (ano de início do projeto), Ano final = "2020" (último ano de projeções conforme website do Banco Central do Brasil); ii - 2019: calculado como a média de 2014-2018; e iii - de 2020 em diante: com base na meta de taxa de inflação de 2014 (Resolução 4.095; 28/6/2012) e 2015 (Resolução 4.237; 28/6/2013); Conselho Monetário Nacional; https://www.bcb.gov.br/Pec/metas/TabelaMetaseResultados.pdf
<i>Spread básico</i>	%	1,00%	http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Arquivos_de_Atualizacao/Infraestrutura/Energia/Leilao_Energia/projetos_renovaveis_2014.html
<i>Spread de risco</i>	%	1,51%	Contrato com o BNDES para o complexo Eólico de Trairí; 09/07/2012
Custo da dívida (<i>termos reais</i>)	%	2,63%	Calculado. Custo da dívida médio em termos reais para 2014-2036.
Período de amortização	anos	16	Contrato com o BNDES para o Complexo Trairí; Página 9; 09/07/2012 (192 pagamentos mensais).
Período de carência	anos	1,0	Contrato com o BNDES para o Complexo Trairí; Página 9; 09/07/2012 (1º pagamento expirado em 15/08/2013).
% alavancagem	%	50%	Valor padrão. Ferramenta Metodológica: Análise de Investimentos (versão 06.0) da UNFCCC

Com base nos parâmetros mencionados acima, a Taxa Interna de Retorno (TIR) de capital próprio do CPA do Complexo Eólico Santa Mônica na ausência das receitas de MDL é:

⁴³ CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

⁴⁴ Disponível em: <http://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/70-financas-20.html>. Acessado em 12/12/2015.

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

CPA do Complexo Eólico Santa Mônica	TIR de capital próprio sem a receita das RCEs	Benchmark
TIR	4.41%	10,65%

Em conclusão, a TIR de capital próprio é menor que o benchmark, indicando que o investimento no CPA, sem nenhum incentivo das Políticas E- ou de MDL, não é atrativo para um investidor racional.

- Subpasso 2d. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade é feita alterando os seguintes parâmetros de modo a mostrar que a conclusão da análise de investimentos é robusta à variações razoáveis nas hipóteses críticas:

- Diminuição do CAPEX;
- Aumento da tarifa de eletricidade;
- Aumento da geração líquida de eletricidade (fator de capacidade da planta);
- Redução da Operação e Manutenção (custos de OPEX ou O&M).

De acordo com as "Diretrizes sobre a Avaliação da Análise de Investimentos" (versão 05), estes parâmetros foram selecionados pois, como constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto, têm maior probabilidade de oscilar com o tempo e podem afetar de forma significativa a atratividade financeira do Projeto.

A análise de sensibilidade foi realizada alterando esses parâmetros em +/- 10% e calculando a variação necessária para alcançar o benchmark.

As tabelas abaixo resumem os resultados da análise de sensibilidade.

Parâmetro	Variação	TIR de capital próprio
Investimento (Capex)	-10%	6,46%
Tarifa de eletricidade	+10%	7,16%
Geração líquida de eletricidade (Fator de capacidade)	+10%	7,16%
Opex	-10%	4,75%

Parâmetro	Variação para o benchmark	Valores do parâmetros para alcançar o benchmark	
Investimento (Capex)	-26,23%	Para alcançar o benchmark, o investimento total deve ser (kR\$/MW):	3,487
Tarifa de eletricidade	23,76%	Para alcançar o benchmark, a tarifa média de eletricidade deve ser (R\$/MWh):	165
Geração líquida de eletricidade (Fator de capacidade)	23,76%	Para alcançar o benchmark, o fator de capacidade do complexo deve ser:	60,78%
Opex	Sem solução	Mesmo com os custos de Opex zero a TIR do capital próprio é:	7,52%

A probabilidade das variações para cada parâmetro é discutida a seguir com base nas projeções do mercado, artigos e/ou dados técnicos:

1. **Investimento (Capex):** O CAPEX do projeto é calculado com base nas propostas reais fornecidas pelos diferentes fornecedores.

O CAPEX do CPA foi definido com base nas propostas dadas pelos fornecedores e aceitas pelo desenvolvedor do projeto que atualmente assinou os contratos.

O CAPEX de 4.726 kR\$/MW, que inclui os encargos da conexão à rede, é equivalente a 2.118 kUS\$/MW (em 16/06/2014, a data de início do projeto).

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

Uma redução de 26.23% equivalente a um CAPEX de 3.487 kR\$/MW (1.562 kUS\$/MW na data de início do projeto) para alcançar o benchmark não é realista, pois, de acordo com a análise de custo das tecnologias energéticas do Conselho Mundial de Energia⁴⁵, o CAPEX médio para projetos de energia eólica no Brasil é 1.670 kUS\$/MW, excluindo os encargos da conexão à rede. Portanto, mesmo com a redução de CAPEX a TIR de capital próprio não deve alcançar o benchmark.

2. **Tarifa de eletricidade:** para alcançar o benchmark a tarifa de eletricidade deve aumentar 23,76% sendo equivalente a 165 R\$/MWh.

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o preço máximo da eletricidade de projetos de energia eólica alcançado nos leilões de energia de 2014 foi de 149,47 R\$/MWh⁴⁶.

Dessa forma, mesmo que o projeto atingisse o maior preço de eletricidade para projetos eólicos do leilão passado, o projeto permaneceria adicional. Assim, é extremamente improvável que ocorra um aumento de 23,76% no preço médio de eletricidade.

3. **Geração líquida de eletricidade (Fator de capacidade):** a geração líquida de eletricidade ou a eletricidade vendida pelo CPA é um produto da capacidade instalada pelo fator de capacidade em um dado momento no ano.

A eletricidade vendida precisaria aumentar 23,76% ao longo da vida útil de operação do projeto para alcançar o benchmark. Isso representa um fator de capacidade médio de 60,78%.

Como afirmado na seção A.5 acima, o fator de capacidade P90 do CPA é 49,1% como determinado pela MegaJoule, uma empresa terceira independente e competente, com base nos três anos de dados eólicos históricos.

De acordo com a análise do custo das tecnologias energéticas do Conselho Mundial de Energia⁴⁵, os fatores de capacidade de projetos de energia eólica no Brasil estão entre 23% e 45%.

Portanto, o fator de capacidade do Complexo Eólico Santa Mônica já está acima dos valores máximos estimados para parques eólicos no Brasil. Assim, é improvável que ocorra um aumento adicional de 23,76% resultando em um FCP de 60,78%.

4. **Opex:** O custo de operação e manutenção do parque eólico, incluindo a linha de transmissão e a subestação, é em média 63 kR\$/MW por ano ao longo da vida útil do projeto, equivalente a 28,36 kUS\$/MW por ano, incluindo a operação e manutenção da subestação e da linha de transmissão (2,44 kUS\$/MW).

De acordo com a análise do custo das tecnologias energéticas do Conselho Mundial de Energia⁴⁵, o Opex para projetos de energia eólica no Brasil é de cerca de 24 kUS\$/MW por ano.

Portanto, o Opex do Complexo Eólico Santa Mônica é um valor realista. Além disso, mesmo assumindo que o CPA não tivesse nenhum custo com Opex, a TIR de capital próprio permaneceria abaixo do benchmark.

Os resultados ilustrados acima comprovam que somente em circunstâncias irrealistas e muito favoráveis a TIR de capital próprio poderia alcançar o benchmark.

⁴⁵ World Energy Perspective - Cost of Energy Technologies [Perspectiva mundial de energia - Custo das tecnologias energéticas]; World Energy Council [Conselho Mundial de Energia]; Parceiro do projeto: Bloomberg New Energy Finance; 2013; Table 2 - Levelised cost of onshore wind by country [Tabela 2 - Custo nivelado de eólica onshore por país]; Pág. 15. http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WEC_J1143_CostofTECHNOLOGIES_021013_WEB_Final.pdf. Acessado em: 03/08/2015.

⁴⁶ Resultados consolidados dos leilões de energia elétrica; 03/2015; CCEE; <http://www.ccee.org.br/>. Acessado em: 03/08/2015.

Portanto, o presente CPA não é financeiramente atraente, sem a receita da venda de reduções certificadas de emissões (RCEs).

Resultado do Passo 2: Após a análise de sensibilidade, conclui-se que o componente de atividade de projeto proposto tem improvável atratividade financeira/econômica. Assim, o Passo 4 é aplicado.

Passo 3: Análise de barreiras

O desenvolvedor do projeto (Tractebel Energia S.A.) optou por usar a análise de investimentos para demonstrar a adicionalidade deste CPA. Portanto, a Análise de Barreiras não é abordada neste CPA.

Resultado do Passo 3: Como Passo 3 (Análise de Barreiras) não está sendo usado pela Tractebel Energia S.A. neste CPA, então avance para o Passo 4 (Análise das práticas comuns).

Passo 4: Análise da prática comum

A atividade de projeto de MDL proposta aplica medidas que estão listadas na seção de definições da "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 0.7.0.0). Portanto, a análise deve referenciar a versão mais recente da "Ferramenta metodológica: Prática comum" (versão 03.1).

De acordo com a ferramenta, a área geográfica aplicável deve ser todo o país anfitrião por padrão. Portanto, a área geográfica da análise da prática comum está limitada ao Brasil.

A ferramenta fornece a seguinte abordagem passo-a-passo para a prática comum:

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

A capacidade instalada do Complexo Eólico Santa Mônica é 97,2 MW, portanto, a faixa de capacidade aplicável é: **48,6 MW – 145,8 MW.**

- *Passo 2: identificar projetos similares (tanto de MDL como não-MDL) que atendem a todas as seguintes condições:*

- (a) *Os projetos estão localizados na área geográfica aplicável;*
- (b) *Os projetos aplicam a mesma medida da atividade de projeto proposta;*
- (c) *Os projetos usarão a mesma fonte de energia/combustível e matéria-prima da atividade de projeto proposta, se uma medida de troca de tecnologia for implementada pela atividade de projeto proposta;*
- (d) *As plantas nas quais os projetos são implementados produzem bens ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis (por exemplo: clinquer) da planta de projeto proposta;*
- (e) *A capacidade ou geração dos projetos está dentro da capacidade ou faixa de geração aplicável calculada no Passo 1.*
- (f) *Os projetos iniciaram a operação comercial antes do documento de concepção do projeto (MDL-DCP) ser publicado para consulta pública internacional ou antes da data de início da atividade de projeto proposta, o que vier primeiro para a atividade de projeto proposta.*

De acordo com os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)⁴⁷ do Brasil, as seguintes plantas atendem às condições mencionadas:

⁴⁷ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>. Acessado em: 03/08/2015.

Tipo	Quantidade de centrais elétricas em operação dentro da faixa de capacidade de +/- 50%	Plantas de MDL	N _{all}
Biomassa	91	6	85
Eólica	14	0	14
Fóssil	246	0	246
Hidrelétrica	95	3	92
Nuclear	0	0	0
Solar	0	0	0
Total	446	9	437

- *Passo 3: dos projetos identificados no Passo 2, identificar aqueles que não estão registrados nem como atividades de projeto de MDL, nem como atividades de projeto submetidos para registro, nem como atividades de projeto sob validação. Anotar seus números N_{all}.*

Com base nas informações fornecidas no website da UNFCCC, 9 projetos identificados no passo 2 foram registrados como atividades de projeto de MDL. Portanto,

N_{all} = 437.

- *Passo 4: dos projetos similares identificados no Passo 3, identificar aqueles que aplicam tecnologias que são diferentes da aplicada na atividade de projeto proposta. Anotar seus números N_{diff}.*

Quatorze projetos similares foram identificados no passo 3. Assim,

N_{diff} = 423

Passo 5: Calcular o fator $F = 1 - N_{diff} / N_{all}$, que representa a participação de projetos similares (taxa de penetração da medida/tecnologia) que utilizam uma tecnologia/medida similar à medida/tecnologia usada na atividade de projeto proposta que fornece a mesma geração ou capacidade que a atividade de projeto proposta.

F = 1 - 423 / 437 = 0,03

A atividade de projeto proposta será uma "prática comum" em um setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior que 0,2 e N_{all} - N_{diff} for maior que 3.

Como o fator F não é maior que 0,2, a atividade de projeto proposta não é uma prática comum.

Como resultado da aplicação da "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" conclui-se que, com base em abordagens e premissas conservadoras, o CPA proposto preenche todos os requisitos de adicionalidade demonstrando que é adicional.

Resultado do Passo 4: Como resultado do Passo 4 tem-se que a atividade de projeto não é considerada "prática comum", como demonstrado acima, então, a atividade de projeto proposta é adicional.

D.6. Estimativa das reduções de emissões**D.6.1. Explicação das escolhas metodológicas**

Os procedimentos para determinar as reduções de emissões atribuíveis à atividade de projeto estão descritos a seguir, de acordo com a metodologia aprovada selecionada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 16.0).

Emissões do projeto

De acordo com a metodologia, as emissões do projeto (PE_y) são iguais a zero para projetos eólicos, solares, undi-elétricos ou maremotrizes que não usam combustíveis fósseis para geração de eletricidade.

Portanto:

$$PE_y = 0$$

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO₂ decorrentes da geração de eletricidade em termoeletricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em decorrência da atividade de projeto. A metodologia considera que toda a geração de eletricidade do projeto teria sido gerada por centrais elétricas já existentes e conectadas à rede e pela adição de novas centrais elétricas conectadas à rede. As emissões da linha de base devem ser calculadas da seguinte forma:

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

Onde:

BE_y	=	Emissões da linha de base no ano y (tCO ₂ /ano)
$EG_{PJ,y}$	=	Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como um resultado da implantação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano)
$EF_{grid,CM,y}$	=	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (tCO ₂ /MWh)

Cálculo de $EG_{PJ,y}$

Como a atividade de projeto é a instalação de uma nova central elétrica, então;

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

Onde:

$EG_{PJ,y}$	=	Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como o resultado da implantação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano)
$EG_{facility,y}$	=	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y (MWh/ano)

Cálculo do fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano y (EF_{grid,CM,y})

O fator de emissão da Margem Combinada (CM)⁴⁸ é calculado a partir do registro da geração de todas as plantas conectadas ao SIN e despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Com base nesses dados de geração, fornecidos pelo ONS, a Autoridade Nacional Designada (AND) brasileira calcula os fatores de emissão da Margem de Operação (OM)⁴⁹ e da Margem de Construção (BM)⁵⁰ do SIN pelo método de análise dos dados de despacho, de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" e os disponibiliza ao público.⁵¹

Portanto, para calcular o EF_{grid,CM,y} são usados os dados publicamente disponíveis sobre os fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção do SIN fornecidos pela AND do Brasil.

A margem combinada é calculada como uma média ponderada da seguinte maneira:

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

Onde:

EF _{grid,BM,y}	=	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh)
EF _{grid,OM,y}	=	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação no ano y (tCO ₂ /MWh)
w _{OM}	=	Ponderação do fator de emissão da margem de operação (%)
w _{BM}	=	Ponderação do fator de emissão da margem de construção (%)

A AND Brasileira é responsável pelo cálculo dos fatores de emissão da OM e BM no Brasil.

Para o cálculo do fator de emissão da Margem de Operação (OM), a AND Brasileira usa o método (c) Análise dos dados de despacho da OM. Para a análise dos dados de despacho da OM (EF_{grid,OM-DD,y}), é necessário usar o ano em que a atividade de projeto (neste caso, o CPA) desloca eletricidade da rede e atualizar o fator de emissão anualmente durante o monitoramento. Para fins de verificação, o fator de emissão da OM será calculado *ex-post* e atualizado anualmente.

Para o cálculo do fator de emissão da Margem de Construção (BM), a Opção 1 (*ex-ante*) foi escolhida no PoA e, portanto, é aplicada consistentemente no presente CPA, pois o mesmo está conectado ao SIN. O fator de emissão da Margem de Construção para 2014, como publicado pela AND do Brasil⁵², é utilizado e fixado para o primeiro período de créditos do presente CPA.

Embora a Margem de Construção (BM) seja determinada como fixa (*ex-ante*), a Margem de Operação (OM) e a Margem Combinada (CM) resultante devem ser atualizadas anualmente com base nos dados e cálculos fornecidos pela AND do Brasil.

Caso a AND do Brasil interrompa a publicação destes dados durante o período de monitoramento, a Tractebel Energia poderá escolher, para cada período de monitoramento a ser verificado, a opção entre: a) fazer uso dos dados e informações oficiais mais recentes disponíveis, calculados e publicados pela AND do Brasil; ou b) realizar os cálculos com base nos dados do ONS.

⁴⁸ "CM": sigla em inglês para "Combined Margin".

⁴⁹ "OM": sigla em inglês para "Operating Margin".

⁵⁰ "BM": sigla em inglês para "Build Margin".

⁵¹ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>. Acessado em: 03/08/2015.

⁵² AND do Brasil: Fator de emissão da Margem de Construção para o ano de 2014 (EF_{grid,BM,2014} = 0,2963 tCO₂/MWh). Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354731.html#ancora>.

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

A tabela a seguir fornece as informações e os dados importantes usados para determinar o cenário da linha de base:

Variável	Valor	Fonte de dados
Fator de emissões da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$, em tCO_2/MWh)	0,5837	Calculado como a média do fator de emissão da OM mensal 2014; AND do Brasil ⁵³ .
Fator de emissões da margem de construção ($EF_{grid,OM,y}$, em tCO_2/MWh)	0,2963	AND do Brasil ⁵³ , fator de emissão da BM para 2014.
Ponderação do fator de emissão da margem de operação (w_{OM})	0,75	Valor para projetos eólicos; "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 5.0).
Ponderação do fator de emissão da margem de construção (w_{BM})	0,25	Valor para projetos eólicos; "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 5.0).
Fator de emissão da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$, em tCO_2/MWh)	0,5118	Calculado com base nos valores de ponderação para projetos eólicos e nos fatores de emissões da OM e da BM.
Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implantação da atividade de projeto de MDL no ano y ($EG_{facility,y}$, em MWh/ano)	413.981	Média dos 7 primeiros anos calculada com base nos parâmetros técnicos da central elétrica. Consulte a Seção A.5 acima.

Fugas

De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 16.0), o seguinte é afirmado:

"Nenhuma emissão de fuga é considerada. As possíveis emissões decorrentes de atividades como construção de centrais elétricas e emissões a montante decorrentes do uso de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento, transporte) são desprezadas".

Portanto,

$$L_y = 0$$

Reduções de emissões

As reduções de emissões são calculadas da seguinte maneira:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

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

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO_2e/ano);

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

Como não foram identificadas emissões do projeto (PE_y) no Complexo Eólico Santa Mônica, $ER_y = BE_y$.

Portanto,

$$ER_y = EG_{facility,y} \times EF_{grid,CM,y}$$

⁵³ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354731.html#ancora>. Acessado em 03/08/2015.

D.6.2. Dados e parâmetros fixados ex-ante

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid, BM, 2014}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção para o sistema elétrico do projeto no ano y
Fonte do dado:	Fator de emissão da BM da AND do Brasil para o ano de 2014. ⁵⁴
Valor(es) aplicado(s):	0,2963
Escolha dos dados ou métodos e procedimentos de medição:	O fator de emissão da Margem de Construção (BM) da rede elétrica Brasileira é calculado pela AND do Brasil aplicando todos os passos, dados e variáveis exigidos pela versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Esses dados ficarão arquivados eletronicamente e, de acordo com os procedimentos internos, até 2 anos após o final do período de créditos.
Finalidade do dado:	Para definir o fator de emissão da Margem de Construção como ex-ante. Estes dados/informações serão usados para o cálculo das reduções de emissões.
Comentário adicional:	Esse valor será usado para o primeiro período de créditos deste CPA. O fator de emissão da margem de construção se baseia nos dados do ano de 2014 e foi definido como ex-ante pelos participantes do projeto.

D.6.3. Cálculo ex-ante das reduções de emissões

Como afirmado na seção D.6.1 acima:

$$ER_y = EG_{facility, y} \times EF_{grid, CM, y}$$

De modo a se estimar as reduções de emissões ex-ante, foram usados números estimados para os parâmetros que não estão indisponíveis durante a validação ou que são monitorados durante o período de créditos.

$$EG_{facility, y} = 413.981 \text{ MWh/ano (média de 7 anos)}$$

$$EF_{grid, CM, y} = 0,5118 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Portanto, para o período de créditos, a média anual de redução de emissões é:

$$ER_y = 211.875 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

⁵⁴ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354731.html#ancora>. Acessado em 03/08/2015.

D.6.4. Síntese das estimativas ex-ante das reduções de emissões

Ano	Emissões da linha de base (tCO ₂ e)	Emissões do projeto (tCO ₂ e)	Fugas (tCO ₂ e)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
Ano 2017 (iniciando em 01/01/2017)	211.875	0	0	211.875
Ano 2018	211.875	0	0	211.875
Ano 2019	211.875	0	0	211.875
Ano 2020	211.875	0	0	211.875
Ano 2021	211.875	0	0	211.875
Ano 2022	211.875	0	0	211.875
Ano 2023 (terminando em 31/12/2023)	211.875	0	0	211.875
Total	1.483.125	0	0	1.483.125
Número total de anos de créditos	7			
Média anual durante o período de créditos	211.875	0	0	211.875

D.7. Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento

D.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados

Dado / Parâmetro	EF _{grid, OM, y}
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão da margem de operação no ano y
Fonte do dado	AND do Brasil ou ONS
Valor(es) aplicado(s)	0,5837
Métodos e procedimentos de medição	Cálculo conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 05.0).
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos de GQ/CQ:	Garantir que os dados oficiais das fontes mencionadas acima sejam utilizados e que os cálculos sejam realizados de acordo com a ferramenta aplicável.
Finalidade do dado	Cálculo das emissões da linha de base
Comentário adicional	O valor aplicado foi fornecido pela AND do Brasil ⁵⁵ para a margem de operação de 2014, que deverá ser atualizado anualmente durante o período de créditos. Caso a AND do Brasil interrompa a publicação dos valores de EF _{grid, OM, y} durante os períodos de obtenção de créditos, a Tractebel Energia poderá escolher, para cada período de monitoramento a ser verificado, a opção entre: a) fazer uso dos dados e informações oficiais mais recentes disponíveis, calculados e publicados pela AND do Brasil; ou b) realizar os cálculos com base nos dados do ONS.

⁵⁵ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354731.html#ancora>. Acesso em: 30/06/2015.

Dado / Parâmetro	$EF_{grid, CM, y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Fonte do dado	AND do Brasil ou ONS.
Valor(es) aplicado(s)	0,5118
Métodos e procedimentos de medição	Cálculo conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 05.0).
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos de GQ/CQ:	Garantir que os dados oficiais das fontes mencionadas acima sejam utilizados e que os cálculos sejam realizados de acordo com a ferramenta aplicável.
Finalidade do dado	Cálculo das emissões da linha de base
Comentário adicional	O valor aplicado foi calculado de acordo com os dados da margem de operação e de construção para 2014, como fornecidos pela AND do Brasil. ⁵⁶ Caso a AND do Brasil interrompa a publicação dos valores de $EF_{grid, OM, y}$ durante os períodos de créditos, a Tractebel Energia poderá escolher, para cada período de monitoramento a ser verificado, a opção entre: a) fazer uso dos dados e informações oficiais mais recentes disponíveis, calculados e publicados pela AND do Brasil; ou b) realizar os cálculos com base nos dados do ONS.

Dado / Parâmetro	$EG_{facility, y}$ (ou $EG_{PJ, y}$)
Unidade	MWh/ano
Descrição	Quantidade de geração de energia líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano y
Fonte do dado	Medidores de energia
Valor(es) aplicado(s)	413.981
Métodos e procedimentos de medição	Este parâmetro será monitorado usando medidores de energia bidirecionais Classe 0.2S de acordo com os Procedimentos de Rede estabelecidos, definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) ⁵⁷ e com os Procedimentos de Comercialização definidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ⁵⁸ . Cada um dos quatro parques eólicos que fazem parte do Complexo Eólico Santa Mônica terá dois medidores de energia (medidores principal e retaguarda), localizados na subestação coletora da Tractebel. Além desses medidores, na subestação coletora da Tractebel já existem instalados outros quatro pares de medidores principais e de retaguarda dos quatro parques eólicos que fazem parte do Complexo Eólico Trairí,

⁵⁶ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354731.html#ancora>. Acesso em: 30/06/2015.

⁵⁷ Instalação do sistema de medição para faturamento (Submódulo 12.2); ONS; v1.0; 17/06/2009; http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf. Acessado em: 07/12/2014.

⁵⁸ Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-state=97nwq4566_45&_afLoop=307374146798100. Acessado em: 20/12/2014.

	<p>um projeto de MDL já em operação que também é de propriedade da Tractebel Energia. Consulte o diagrama na Seção D.7.2 abaixo.</p> <p>Toda a energia gerada por esses 8 parques eólicos é despachada para a mesma linha de transmissão que conecta a subestação coletora à subestação da concessionária. Na subestação da concessionária (ponto de conexão da rede) existem somente dois medidores que medem a energia líquida total despachada para a rede pelos Complexos Eólicos Santa Mônica e Trairí juntos.</p> <p>Devido à essa configuração, a quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida à rede pelo Complexo Eólico Santa Mônica será determinada como a seguir: a participação proporcional do Complexo Eólico Santa Mônica na energia total medida na subestação coletora da Tractebel será calculada com base nas leituras de cada um dos 8 pares de medidores (principais e retaguardas). Essa porcentagem será multiplicada pela energia líquida total despachada para a rede, medida na subestação da concessionária.</p> <p>Consulte a seção D.7.2 a seguir para obter mais detalhes.</p>
Frequência de monitoramento	Medições contínuas e registros mensais.
Procedimentos de GQ/CQ:	<p>A calibração dos medidores será realizada de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS⁵⁹.</p> <p>Os dados coletados dos medidores do projeto têm baixos níveis de incerteza e, a fim de garantir sua exatidão, podem ser confrontados com as informações de geração fornecidas pela CCEE.</p> <p>Em caso de falha do medidor principal, será utilizado o medidor de energia de retaguarda.</p>
Finalidade do dado	Cálculo das emissões da linha de base.
Comentário adicional	Os dados ficarão arquivados durante um período mínimo de dois anos após o período de créditos.

D.7.2. Descrição do plano de monitoramento

1. Responsabilidades e estrutura de gerenciamento

A responsabilidade geral pelas atividades de monitoramento do Sistema de Medição para Faturamento será do Departamento de Operação da Produção (DOP) da Tractebel Energia e da equipe técnica da Tractebel.

A equipe estará envolvida na operação diária dos CPAs, supervisão da coleta, armazenamento, análise e elaboração de relatórios dos dados medidos do projeto e ainda outras atividades de monitoramento, tais como manutenção e acompanhamento dos procedimentos de calibração. Os principais deveres e responsabilidades da equipe alocada para a realização destas atividades serão:

- *Coleta de dados:* as medições da energia gerada e entregue à rede serão realizadas pelo DOP de acordo com o Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS (Medição para Faturamento). Este módulo fornece especificações técnicas para medições de toda energia gerada, transmitida e consumida do Sistema Interligado Nacional (SIN).

⁵⁹ Quando da conclusão deste documento, o procedimento aplicável é o estabelecido no procedimento "Manutenção do sistema de medição para faturamento" (Submódulo 12.3); ONS; v1.0; 17/06/2009; http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.3_Rev_1.0.pdf. Acessado em: 07/12/2014. No caso de alguma alteração/atualização nos Procedimentos de Rede do ONS, o desenvolvedor do projeto deverá seguir as regras das organizações pertinentes do setor (p.ex., ONS, ANEEL, CCEE) aplicáveis nesse momento.

O Sistema de Medição para Faturamento (SMF) compreende dois medidores (o principal e o retaguarda), transformadores de instrumentos (TI's), canais de comunicação entre o Desenvolvedor do Projeto e a CCEE e sistemas de coleta de dados. Os padrões mínimos para os medidores, tanto o principal quanto o retaguarda, também são definidos pelo Módulo 12 (Submódulo 12.2, Anexo 1).

Os dados do SMF ficarão armazenados em um banco de dados no DataCenter instalado na Sede da Tractebel Energia, e suas informações estarão disponíveis para a Sala de Supervisão da Usina, podendo ser extraídos em formato de planilha. Como o SMF foi concebido com o objetivo claro de garantir alto padrão e exatidão para determinar a quantidade de energia produzida pelos geradores conectados à rede, os dados do projeto também podem ser obtidos através do banco de dados da CCEE. Como determinado pelo Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS (Submódulo 12.1, parágrafo 1.7), os dados armazenados nos medidores são coletados remota e automaticamente pelo "Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE)" da CCEE, por meio de acesso direto dos medidores instalados do agente ou através da "Unidade de Coleta de Medição", utilizada pelo agente. Os dados coletados pelo SCDE formam a base para a quantificação e o faturamento da energia produzida pelo componente de atividade de projeto (CPA).

Portanto, a adoção deste Módulo 12 permite o registro e arquivamento adequados dos dados medidos e garante que todos os dados gerados no período de créditos sejam mantidos em pelo menos dois bancos de dados (do desenvolvedor do projeto e da CCEE). Para fins de cálculo de reduções de emissões, os dados da CCEE serão usados como a principal fonte de informação, para a determinação da quantidade líquida de energia despachada à rede pelo componente de atividade de projeto (CPA).

Isso significa que a quantidade de energia líquida despachada pelo CPA para o SIN será constantemente monitorada pelos medidores de energia, os quais são monitorados online e regularmente checados pela CCEE. Tal prática é garantida, porque a CCEE tem acesso livre às informações armazenadas nos medidores de energia instalados no ponto em que o componente de atividade de projeto está conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e, portanto, a energia líquida que é despachada para a rede (SIN). As informações coletadas dos medidores de energia são armazenadas no banco de dados da CCEE.

Acessando o banco de dados da CCEE é possível obter diferentes tipos de relatórios de geração de energia. A CCEE é responsável pela comercialização da energia elétrica dentro do Sistema Interligado Nacional, em ambos os Ambientes de Contratação Regulado e Contratação Livre e no mercado de curto prazo (mercado *spot*). Além disso, a CCEE está encarregada da liquidação financeira de transações de mercado de curto prazo. Estas atividades formam o Processo de Liquidação Contábil e Financeira de Energia, que é inteiramente auditado por auditores externos, seguindo a Resolução Normativa da ANEEL nº 109, datada de 26 de outubro de 2004 (Convenção da Comercialização de Energia Elétrica). As Regras e Procedimentos de Comercialização que regem as atividades executadas pela CCEE são definidas e aprovadas pela ANEEL⁶⁰. Portanto, a quantidade de geração líquida de energia fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede deve ser verificada através do banco de dados da CCEE, que é a fonte oficial e mais confiável de informação para essa finalidade.

Assim, para propósitos de cálculo das reduções de emissões, dados do CCEE serão usados como a fonte principal de informação para a determinação da quantidade líquida de energia despachada para a rede pelo componente de atividade do projeto.

⁶⁰ Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/estrutura_e_pessoas/governanca?_afzLoop=59916351702582#%40%3F_afzLoop%3D59916351702582%26_adf.ctrl-state%3Dvxcite57_82. Acessado em 24/02/2015.

As faturas de eletricidade e/ou as notas fiscais não são adequadas para fins de verificação cruzada, pois esses documentos se referem a valores estabelecidos nos contratos de fornecimento de eletricidade ou CCVEs (Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica), com um saldo ou correção fiscal que ocorre normalmente após o final de cada ano, como forma de compensar possíveis divergências ou diferenças entre a quantidade de eletricidade contratada e a quantidade efetiva de eletricidade fornecida. Portanto, as faturas de eletricidade e/ou as notas fiscais podem não refletir a quantidade exata de eletricidade despachada para a rede pelo componente de atividade de projeto com a mesma exatidão dos dados da CCEE.

Essas informações serão mantidas e arquivadas pelo desenvolvedor do projeto e serão disponibilizadas à EOD. Outros documentos físicos, como mapas impressos, diagramas e estudos ambientais serão coletados em um local central, junto com este plano de monitoramento. Todas as informações impressas serão armazenadas pelo proprietário do projeto e todos os dados, inclusive os registros de calibração, mantidos durante pelo menos 2 anos após o final do período de créditos do projeto de MDL.

- *Calibração:* A calibração dos medidores de energia é regulada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e deverá ser realizada por uma organização qualificada de acordo com os padrões nacionais e normas industriais para assegurar exatidão. Até o momento da conclusão deste documento, o procedimento do ONS "Manutenção do sistema de medição para faturamento" (Submódulo 12.3) v1.0 de 17/06/2009, estabelece que a frequência de calibração é de no máximo dois anos. No caso de alguma alteração nos Procedimentos de Rede do ONS, o desenvolvedor do projeto seguirá as regras das organizações pertinentes do setor (por exemplo: ONS, ANEEL, CCEE).
- *Relatório dos dados:* Internamente, os dados registrados serão consolidados mensalmente e serão verificados para fins de controle de qualidade pela equipe designada na matriz do desenvolvedor do projeto. Os dados consolidados serão enviados para o(s) membro(s) da equipe de MDL da CME do PoA ou a qualquer outra pessoa indicada como responsável pela avaliação do monitoramento correto do CPA.
- *Arquivos de dados:* Os dados de geração serão armazenados eletronicamente pelo Departamento de Operação da Produção no banco de dados corporativo da Tractebel Energia. A fim de assegurar que a geração relevante seja armazenada de forma adequada e segura, a área de Tecnologia da Informação fará uma *cópia* de segurança de todos os dados da empresa através de um servidor de dados *reserva*. Seguindo esses procedimentos, a CME (Tractebel Energia S.A.) irá assegurar que todos os dados relevantes sejam mantidos por pelo menos dois anos após o final do período de créditos ou da última emissão de RCEs, o que ocorrer por último.

2. Garantia de Qualidade e Controle de Qualidade

Como mencionado acima, os medidores usados para determinar a energia fornecida à rede serão dispositivos de medição de alta precisão e atenderão a todas as exigências metrológicas relevantes prescritas no *Regulamento Técnico Metrológico (RMT)* para medidores de energia Classe 0.2, aprovados pelo INMETRO⁶¹.

Os procedimentos para manutenção dos equipamentos de monitoramento serão realizados de acordo com os procedimentos e normas nacionais.

Além disso, a precisão das medições em campo será assegurada pelo trabalho coordenado entre o desenvolvedor do projeto e a CCEE. A esse respeito, os dados de geração coletados e registrados pelo desenvolvedor do projeto serão cruzados mensalmente com as leituras de

⁶¹ INMETRO: Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia.

energia realizadas pela CCEE. Os relatórios da CCEE fornecem informações sobre a "eletricidade bruta", as perdas até o ponto de entrega e a eletricidade líquida fornecida para a rede.

As leituras da eletricidade gerada pela planta são obtidas remotamente pela Tractebel via telemedição. Se ocorrer algum problema com a transmissão dos dados, os dados de geração de energia poderão ser enviados quando o sistema for restabelecido. Se o sistema não funcionar, um profissional técnico será enviado ao local e os dados serão obtidos diretamente dos medidores.

3. Treinamento do Pessoal de Monitoramento

As pessoas designadas a participar do processo de monitoramento receberão treinamento adequado para assegurar a aplicação correta do plano de monitoramento do projeto.

4. Diagrama de Monitoramento do Complexo Eólico Santa Mônica

Cada um dos quatro parques eólicos que fazem parte do Complexo Eólico Santa Mônica terá dois medidores de eletricidade (medidores principal e retaguarda), localizados na subestação coletora da Tractebel.

Além desses medidores, existem outros quatro pares de medidores de energia (principais e retaguardas) já instalados na subestação coletora da Tractebel. Estes medidores de energia pertencem a quatro parques eólicos que fazem parte do Complexo Eólico Trairí, composto por 4 projetos eólicos, que já estão operacionais e registrados no MDL. Estas instalações são operadas e de propriedade da Tractebel Energia. Consulte o diagrama a seguir e consulte a descrição de como o parâmetro EG_{facility} é calculado na Seção D.7.1 acima.

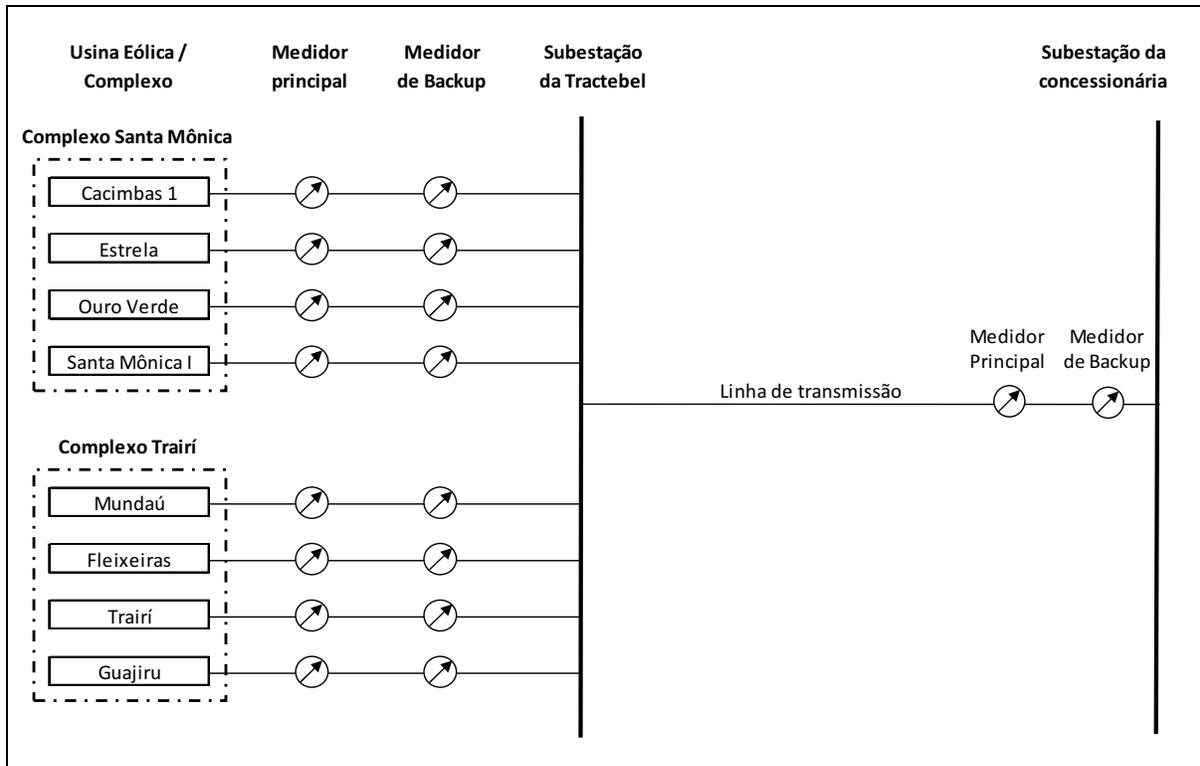
Toda a eletricidade gerada por estes 8 parques eólicos é despachada para a mesma linha de transmissão de cerca de 72 km que conecta a subestação coletora à subestação da concessionária.

Portanto, na subestação da concessionária (ponto de conexão da rede) existem somente dois medidores que medem a eletricidade líquida total despachada para a rede pelos Complexos Eólicos Santa Mônica e Trairí em conjunto.

Devido ao explicitado acima, a eletricidade líquida fornecida à rede pelo Complexo Eólico Santa Mônica será determinada conforme a seguir: a participação proporcional do Complexo Eólico Santa Mônica na eletricidade total medida na subestação coletora da Tractebel será calculada com base nas leituras de cada um dos 8 pares de medidores (principais e reservas). Essa porcentagem será multiplicada pela eletricidade líquida total despachada para a rede, medida na subestação da concessionária.

Na prática, o procedimento acima será realizado da seguinte maneira: o Departamento de Operação da Produção consolidará as informações de geração de energia até o terceiro dia útil do mês subsequente. Os dados consolidados são os mesmos que foram enviados para a CCEE, e consistem da informação na saída das usinas (pontos de medição individualizados para cada parque), e no ponto de entrega ao SIN (SE Pecém). Com estas informações, é possível fazer a ponderação das perdas elétricas para cada parque, de acordo com a energia gerada. Este mesmo procedimento é realizado pela CCEE para atividades de faturamento.

O diagrama a seguir ilustra a estrutura de medição:



SEÇÃO E. Aprovação e autorização

A Carta de Aprovação do Brasil não tinha sido obtida até o envio do documento de concepção do CPA para validação.

Apêndice 1 Informações de contato do(s) implementador(es) do CPA e da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(is) pelo preenchimento do formulário do CDM-CPA-DD

Entidade Coordenadora / Gerenciadora (CME) e/ou pessoa / entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Entidade Coordenadora / Gerenciadora (CME) <input type="checkbox"/> Pessoa/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, da(s) linha(s) de base padronizada(s) para o PoA
Organização	Tractebel Energia S. A.
Rua/Caixa Postal	Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064
Edifício	
Cidade	Florianópolis
Estado/Região	Santa Catarina
CEP	88025-255
País	Brasil
Telefone	+55 48 3221 7072
Fax	+55 48 3221 7073
E-mail	guilherme.ferrari@engie.com
Website	http://www.tractebelenergia.com.br/
Contato	Guilherme Slovinski Ferrari
Título	Gerente de desenvolvimento de negócios
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Ferrari
Nome do meio	Slovinski

Entidade Coordenadora / Gerenciadora (CME) e/ou pessoa / entidade responsável	<input type="checkbox"/> Entidade Coordenadora / Gerenciadora (CME) <input checked="" type="checkbox"/> Pessoa/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, da(s) linha(s) de base padronizada(s) para o PoA
Organização	ENGIE Brasil
Rua/Caixa Postal	Av Almirante Barroso, 52, 14o andar
Edifício	
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20031-000
País	Brasil
Telefone	+55 21 3974 5400
Fax	
E-mail	carbonmarkets@engie.com
Website	http://www.engie.com/
Contato	Philipp Daniel Hauser
Título	Vice-Presidente de Mercados de Crabono
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Hauser
Nome do meio	Daniel

FORMULÁRIO CDM-CPA-DD

Entidade Coordenadora / Gerenciadora (CME) e/ou pessoa / entidade responsável	<input type="checkbox"/> Entidade Coordenadora / Gerenciadora (CME) <input checked="" type="checkbox"/> Pessoa/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, da(s) linha(s) de base padronizada(s) para o PoA
Organização	Climate Link Limited
Rua/Caixa Postal	115 Magdalen Road
Edifício	-
Cidade	Oxford
Estado/Região	-
CEP	OX4 1RQ
País	Inglaterra
Telefone	+44 (0) 1865 600903
Fax	-
E-mail	rodrigo@climate-link.com
Website	http://climate-link.com/
Contato	Rodrigo Bezerra
Título	Diretor
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Bezerra
Nome do meio	Rodrigo

Apêndice 2 Informações sobre financiamento público

Não há financiamento público disponível para o componente de atividade de projeto.

Apêndice 3 Aplicabilidade da(s) metodologia(s) e da(s) linha(s) de base padronizada(s)

As informações sobre a linha de base estão incluídas nas seções acima. Além disso, nenhuma linha de base padronizada foi usada neste CPA.

Apêndice 4 Informações de apoio adicionais sobre o cálculo ex-ante das reduções de emissões

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh)		
Margem de Construção (2014)		0,2963
Margem de Operação (2014)	Janeiro	0,6155
	Fevereiro	0,5989
	Março	0,5699
	Abril	0,5772
	Mai	0,5605
	Junho	0,5678
	Julho	0,5674
	Agosto	0,5862
	Setembro	0,5994
	Outubro	0,5901
	Novembro	0,5885
	Dezembro	0,5825
Média 2014		0,5837
1º Período de Créditos		
Fator de ponderação	Projetos solares e eólicos	Todos os outros projetos
<i>w_{OM}</i>	0,75	0,5
<i>w_{BM}</i>	0,25	0,5
Margem Combinada (2014)	0,5118	0,4400

Informações sobre o Fator de Emissão do Sistema Interligado Nacional (ano base de 2014)⁶².

O cálculo ex-ante das reduções de emissões está descrito acima. Os detalhes dos cálculos podem ser encontrados no arquivo Excel anexo ao documento de concepção do CPA.

O fator de emissão da Margem de Construção para 2014, como publicado pela AND do Brasil, será usado para uma estimativa ex-ante das RCEs que serão geradas como resultado da implantação do projeto. Portanto, a BM é fixada para o primeiro período de créditos. O período de dados de 2014 foi adotado para o cálculo da margem de construção, pois são os dados mais recentes disponíveis até o início do processo de validação.

Esse fator de emissão da Margem Combinada (0,5118 tCO₂e/MWh, aplicável para projetos solares e eólicos) é um número estimado para fins de cálculo das estimativas das reduções de emissões para o componente de atividade de projeto (CPA). Embora a Margem de Construção (BM) seja determinada como fixa (ex-ante) para o primeiro período de créditos, a Margem de

⁶² Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354444.html#ancora>, acessado em 03/08/2015.

Operação (OM) e a Margem Combinada (CM) resultante devem ser atualizadas anualmente com base nos dados e cálculos fornecidos pela AND do Brasil.

Caso a AND do Brasil interrompa a publicação desses dados durante os períodos de créditos atuais e/ou futuros, a Tractebel Energia poderá escolher, para cada período de monitoramento a ser verificado, uma opção entre: a) fazer uso dos dados e informações oficiais mais recentes disponíveis como calculado e publicado pela AND do Brasil; ou b) realizar os cálculos com base nos dados do ONS.

Apêndice 5 Informações adicionais de apoio sobre o plano de monitoramento

O plano de monitoramento está descrito na seção D.7.2 acima.

Apêndice 6 Síntese das alterações após o registro

Não se aplica.

Apêndice 7 Outras considerações dos Participantes do Projeto sobre o CPA.

Observe que todos os links da Internet usados como referências neste CPA foram devidamente acessados durante a elaboração do CPA bem como durante o processo de validação. Além disso, todos estes links da Internet usados como referências neste CPA foram impressos pelos participantes do projeto e disponibilizados à EOD durante o processo de validação. Os participantes do projeto não têm controle e não podem ser responsáveis ou penalizados pelo acesso aos links da Internet usados como referências neste CPA se estes se tornarem indisponíveis ou inacessíveis. No caso de um ou mais links da Internet usados como referências neste CPA não estarem mais publicamente disponíveis, as informações originais impressas podem ser acessadas mediante solicitação formal aos participantes do projeto por meio das informações de contato dos participantes do projeto disponibilizadas no Apêndice 1 deste CPA.
