

2

Eletrobras_DCP-Brasil-PCH-2016.06.21
Traduzido

Atendimento Ressalvas Ofício nº 07/2016-CIMGC



Formulário do documento de concepção de projeto para atividades do projeto de MDL
(Versão 07.0)

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP)

Título da atividade de projeto	Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé, doravante denominadas grupo ("agrupamento").
Número da versão do DCP	4.4
Data de preenchimento do DCP	17/06/2016
Participante(s) do projeto	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS São Pedro Energia S/A Carangola Energia S/A Calheiros Energia S/A São Simão Energia S/A Funil Energia S/A São Joaquim Energia S/A Caparaó Energia S/A Jataí Energética S/A Irara Energética S/A Bonfante Energética S/A Monte Serrat Energética S/A Santa Fé Energética S/A
Anfitrião	Brasil
Metodologia aplicada e, quando aplicável, parâmetro(s) padronizado(s) selecionado(s)	ACM0002: "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 16.0).
Escopo setorial associado a metodologia(s) aplicada	Escopo Setorial: 1 - Setores de energia (fontes renováveis - / não renováveis).
Quantidade estimada de redução de emissão de GEE média anual	650.438 tCO ₂ e

SEÇÃO A. Descrição da atividade de projeto

A.1. Finalidade e descrição geral da atividade de projeto

>>

O principal objetivo da atividade proposta do projeto é ajudar a atender a crescente demanda do Brasil por energia devido ao crescimento econômico e melhorar o suprimento de eletricidade, contribuindo para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento da porção de energia renovável no consumo total de eletricidade do Brasil (e para a região da América Latina e Caribe).

O processo de privatização do setor elétrico, iniciado em 1995, começou com a expectativa de tarifas adequadas (menos subsídios) e melhores preços para geradores. Ele chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado elétrico planejado centralmente. Infelizmente, o mercado elétrico brasileiro não possuía um plano de expansão consistente; o plano de expansão atual contém grandes problemas como incertezas políticas e regulatórias. No final dos anos 90, um grande aumento na demanda em contraste com um aumento abaixo da média na potência instalada causaram a eclosão da crise de

suprimento/acionamento em 2001/2002. Uma das soluções que o governo forneceu foi uma legislação flexível que favoreceu pequenos produtores de energia independentes. Além disso, a possível elegibilidade ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Kyoto atraiu a atenção de investidores para pequenos projetos hidrelétricos.

A atividade de projeto consiste da implementação de 12 (doze) pequenas centrais hidrelétricas (PCH) localizadas nos estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Goiás, totalizando 275,6 MW de potência instalada.

Tabela 1 – Pequenas centrais hidrelétricas incluídas neste DCP

PCH	Potência Instalada (MW) ¹	Área do reservatório (km ²)	Local / Estado	Desenvolvedor do Projeto
São Pedro	30,06	0,11	Espírito Santo	São Pedro Energia S/A
Carangola	15,30	0,0059	Minas Gerais	Carangola Energia S/A
Calheiros	19,26	0,26	Espírito Santo e Rio de Janeiro	Calheiros Energia S/A
São Simão	27,00	0,72	Espírito Santo	São Simão Energia S/A
Funil	22,68	1,5	Minas Gerais	Funil Energia S/A
São Joaquim	21,60	0,063	Espírito Santo	São Joaquim Energia S/A
Fumaça IV	4,50	0,04	Espírito Santo e Minas Gerais	Caparaó Energia S/A
Jataí	30,00	0,425	Goiás	Jataí Energética S/A
Irara	30,00	2,58	Goiás	Irara Energética S/A
Bonfante	18,24	0,55	Minas Gerais e Rio de Janeiro	Bonfante Energética S/A
Monte Serrat	26,89	0,55	Minas Gerais e Rio de Janeiro	Monte Serrat Energética S/A
Santa Fé	30,06	1,278	Minas Gerais e Rio de Janeiro	Santa Fé Energética S/A

Fonte: ANEEL/SIGEL (2014)² e ANEEL/BIG (2014)³

As pequenas centrais hidrelétricas foram desenvolvidas no contexto do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). O principal objetivo do programa é aumentar a participação de fontes de energia renovável no mercado elétrico brasileiro, contribuindo para maior sustentabilidade ambiental. Para atingir essas metas, o governo brasileiro designou a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) para agir como *principal comprador* da energia, através da celebração de em Contratos de Aquisição de Energia (CAEs) de longo prazo.

¹ A potência instalada das pequenas centrais hidrelétricas foi considerada como a soma das potências de geração de energia instaladas de suas unidades de potência (geradores) conforme exigido pela definição da ACM0002. Embora a potência instalada da pequena central hidrelétrica ultrapasse os 30 MW (o critério de elegibilidade para classificação como pequena central hidrelétrica de acordo com a Resolução ANEEL # 394/1998), todas as usinas energéticas incluídas na atividade de projeto proposta são consideradas pequenas centrais hidrelétricas (PCH) pelo governo brasileiro e, por essa razão, elas foram selecionadas no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Mais informações sobre esse assunto são apresentadas na resposta dos Participantes do Projeto do Protocolo de Validação (CL 1).

² ANEEL/SIGEL (2014). Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL). Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Informações disponíveis em: <<http://sigel.aneel.gov.br/kmz.html>>.

³ ANEEL/BIG (2014). "Agentes Produtores Independentes". BIG - Banco de Informação de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Informações disponíveis em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

Antes da implementação da atividade de projeto, nenhuma central hidrelétrica pequena estava em operação no local onde os projetos foram desenvolvidos. A atividade de projeto reduz as emissões de GEE evitando a geração de eletricidade a partir de fontes de combustíveis fósseis, o que seria gerado (e emitido) na ausência do projeto. Concluindo, o cenário padrão e o cenário sem atividades do projeto são o mesmo. Espera-se que a atividade de projeto reduza 650.438 tCO₂e/ano, resultando em 6.504.377 tCO₂e durante o período de crédito. Além disso, a atividade de projeto de MDL proposta não é um CPA excluído de um PA de MDL como resultado da inclusão errônea de CPAs.

De acordo com a ACM0002, no cenário da atividade de projeto, há emissões de metano (CH₄) a partir do reservatório de água de centrais hidrelétricas. Porém, uma vez que as densidades de energia das pequenas centrais hidrelétricas incluídas neste DCP são maiores que 10 W/m², não há emissões de GEE envolvidas na atividade de projeto.

A atividade de projeto pode ser vista como uma solução pelo setor privado para o setor elétrico brasileiro uma vez que ela pode ajudar a evitar outra crise de abastecimento de eletricidade, contribuindo para o desenvolvimento sustentável e trazendo efeito positivo para o país, além das evidentes reduções os GEE.

Embora a atividade de projeto não tenha impacto positivo relevante no país anfitrião, dado o tamanho de seu sistema elétrico, ela é sem sombra de dúvida parte de uma ideia maior. O projeto contribui para o desenvolvimento sustentável uma vez que ele atende as necessidades atuais sem comprometer a capacidade de futuras gerações de atender suas próprias demandas, conforme definido pela Comissão de Brundtland (1987). Em outras palavras, a implementação de pequenas centrais hidrelétricas garante a geração de energia renovável, reduz a demanda do sistema elétrico nacional, evita impactos sociais e ambientais negativos causados pela construção de grandes usinas energéticas, e impulsiona economias regionais, aumentando a qualidade de vida em comunidades locais.

Portanto, o projeto indiscutivelmente reduziu impactos ambientais negativos e desenvolveu as economias regionais, resultando, conseqüentemente, em melhor qualidade de vida. Em outras palavras, a sustentabilidade ambiental combinada com justiça social e econômica, inegavelmente contribuem para o desenvolvimento sustentável do país.

A.2. Local da atividade de projeto

A.2.1. Anfitrião

>>

Brasil.

A.2.2. Região/Estado/Província etc.

>>

PCH	Estado
São Pedro	Espírito Santo (ES)
Carangola	Minas Gerais (MG)
Calheiros	Espírito Santo (ES) e Rio de Janeiro (RJ)
São Simão	Espírito Santo (ES)
Funil	Minas Gerais (MG)
São Joaquim	Espírito Santo (ES)
Fumaça IV	Espírito Santo (ES) e Minas Gerais (MG)
Jataí	Goiás (GO)
Irara	Goiás (GO)
Bonfante	Minas Gerais (MG) e Rio de Janeiro (RJ)
Monte Serrat	Minas Gerais (MG) e Rio de Janeiro (RJ)
Santa Fé	Minas Gerais (MG) e Rio de Janeiro (RJ)

Fonte: ANEEL/BIG (2014)⁴

⁴ ANEEL/BIG (2014). "Agentes Produtores Independentes". BIG - Banco de Informação de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Informações disponíveis em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

A.2.3. Cidade/Comunidade etc.

>>

PCH	Município
São Pedro	Domingos Martins
Carangola	Carangola
Calheiros	Bom Jesus de Itabapoana (RJ) e São José do Calçado (ES)
São Simão	Alegre
Funil	Dores de Guanhões
São Joaquim	Alfredo Chaves
Fumaça IV	Caiana (MG) e Dores do Rio Preto (ES)
Jataí	Jataí
Irara	Rio Verde
Bonfante	Simão Pereira (MG) e Comendador Levy Gasparian (RJ)
Monte Serrat	Simão Pereira (MG) e Comendador Levy Gasparian (RJ)
Santa Fé	Comendador Levy Gasparian e Três Rios (RJ) e Santana do Deserto (MG)

Fonte: ANEEL/BIG (2014)⁵**A.2.4. Localização Física/Geográfica**

>>

As pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto estão distribuídas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste do Brasil (Figura 1).

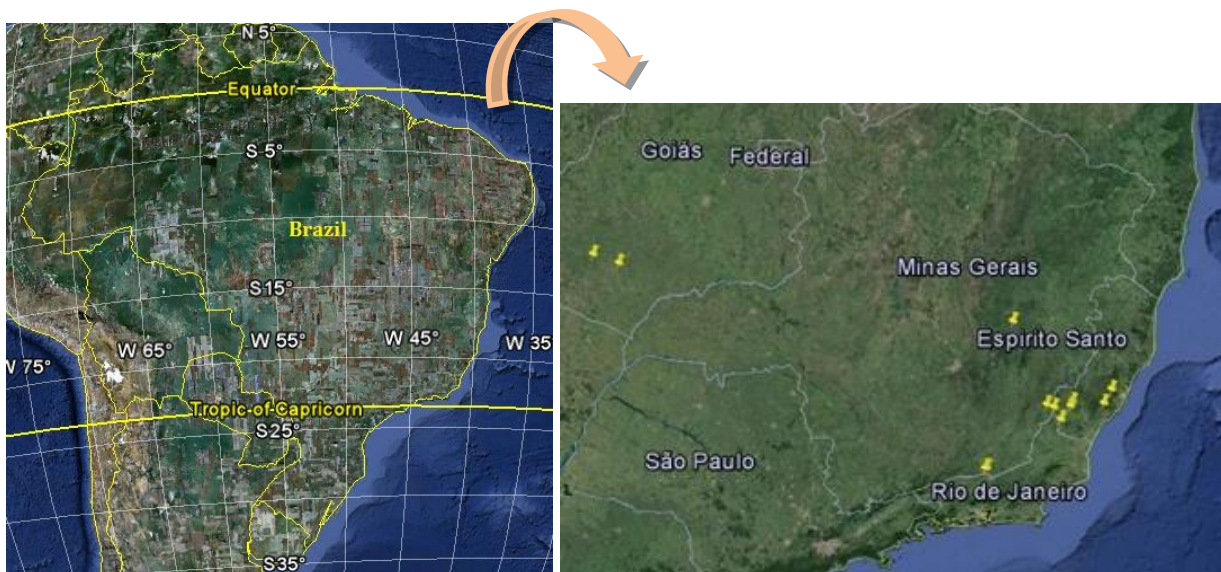


Figura 1 – Mapa de fronteiras da República Federativa do Brasil e localização das pequenas centrais hidrelétricas na atividade de projeto

Fonte: SIGEL/ANEEL (2014)⁶

Coordenadas geográficas de cada pequena central hidrelétrica são apresentadas na tabela abaixo como fonte de informação (Tabela 2).

⁵ ANEEL/BIG (2014). “Agentes Produtores Independentes”. BIG - Banco de Informação de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Informações disponíveis em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

⁶ ANEEL/SIGEL (2014). Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL). Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Informações disponíveis em: <<http://sigel.aneel.gov.br/kmz.html>>.

Tabela 2 – Localização das pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta

PCH	Rio	Coordenadas geográficas		Fonte
		Latitude (S)	Longitude (W)	
São Pedro	Jucu Braço do Norte	20°19' 30"	40°38' 05"	Resolução ANEEL 604/03
Carangola	Carangola	20°42'	42°04'	Resolução ANEEL 356/99
Calheiros	Itabapoana	21°01'	41°43'	Resolução ANEEL 12/00
São Simão	Itapemirim Braço Norte	20°37'	41°29'	Resolução ANEEL 84/01
Funil	Guanhães	19° 05'	42° 51'	Resolução ANEEL 361/99
São Joaquim	Benevente	20° 36'	40° 48 '	Resolução ANEEL 404/00
Fumaça IV	Preto	20° 45'	41° 52 '	Resolução ANEEL 369/99
Jataí	Claro	17°53' 36"	51°43' 24"	Resolução ANEEL 2686/06
Irara	Doce	18° 04' 03"	51° 10 ' 03"	Resolução ANEEL 525/02
Bonfante	Paraibuna	22° 00' 32"	43°15'55"	Resolução ANEEL 357/01
Monte Serrat	Paraibuna	22° 01' 11"	43° 18 ' 08"	Resolução ANEEL 356/01
Santa Fé	Paraibuna	22° 01' 23"	43°09'46"	Resolução ANEEL 608/02

Fonte: ANEEL/CEDOC (2014)⁷

A.3. Tecnologias e/ou medidas

>>

De acordo com a Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) # 394/1998, pequena central hidrelétrica é definida como centrais hidrelétricas com usina de potência instalada entre 1 e 30 MW e área de reservatório menor que 3 km² ⁸. Todas as centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta são definidas como pequenas centrais hidrelétricas. Uma descrição detalhada de cada usina hidrelétrica é apresentada nas tabelas a seguir.

Tabela 3 – Descrição dos equipamentos de São Pedro, Carangola e Calheiros

Equipamento	Especificação	São Pedro	Carangola	Calheiros
Gerador	Quantidade	2	2	2
	Potência nominal (kVA)	16.700	8.500	10.700
	Tensão nominal (V)	6.900	13.800	13.800
	Fator de potência	0,9	0,9	0,9
	Frequência (Hz)	60	60	60
	Rotação (rpm)	600	900	327,3
	Fabricante	Alstom	WEG	Voith Siemens
	Ano de Fabricação	2008	2007	2007
Turbina	Quantidade	2	2	2
	Potência nominal (kW)	15.464	7.730	9.794
	Tipo	Francis - Eixo Horizontal	Francis - Eixo Horizontal	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	600	900	327,3
	Fabricante	Alstom	Voith Siemens	Voith Siemens
	Ano de Fabricação	2008	2008	2008

⁷ ANEEL/CEDOC (2014). Centro de documentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (CEDOC) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em: <<http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>>.

⁸ Em alguns casos, a ANEEL considera "pequenas centrais hidrelétricas" as centrais hidrelétricas com 1 MW - 30 MW de potência instalada, cujas áreas de reservatórios sejam maiores que 3 km². Porém, os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL # 652/2003 devem ser satisfeitos, isto é, a área do reservatório deve ser menor ou igual à potência instalada em MW multiplicada por 14,3, dividida pela queda d'água bruta em metros.

Equipamento	Especificação	São Pedro	Carangola	Calheiros
Medidor (Principal)	Localização	Conexão	Conexão	Conexão
	Fabricante	Power Measurement	ELO	ACTARIS
	Número de Série	PT-0901A254-01	90004410	37103629
	Modelo/Tipo	ION 8600	2180SP	SL7000
Medidor (Retaguarda)	Localização	Conexão	Conexão	Conexão
	Fabricante	Power Measurement	ELO	ACTARIS
	Número de Série	PT-0901A265-01	90002795	37103628
	Modelo/Tipo	ION 8600	2180SP	SL7000

Tabela 4 – Descrição dos equipamentos de São Simão, Funil e São Joaquim

Equipamento	Especificação	São Simão	Funil	São Joaquim
Gerador	Quantidade	2	2	2
	Potência nominal (kVA)	15.000	12.600	12.000
	Tensão nominal (V)	6.900	13.800	13.800
	Fator de potência	0,9	0,9	0,9
	Frequência (Hz)	60	60	60
	Rotação (rpm)	450	450	900
	Fabricante	Alstom	WEG	WEG
	Ano de Fabricação	2007	2007	2007
Turbina	Quantidade	2	2	2
	Potência nominal (kW)	13.920	11.600	11.050
	Tipo	Francis - Eixo Horizontal	Francis - Eixo Horizontal	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	450	450	900
	Fabricante	Alstom	Voith Siemens	Voith Siemens
	Ano de Fabricação	2006	2007	2007
Medidor (Principal)	Localização	Conexão	Conexão	Conexão
	Fabricante	ELO SISTEMAS	ELO	ELO SISTEMAS
	Número de Série	90006130	90007643	90004318
	Modelo/Tipo	2180SP	2180SP	ELO 2180 SP
Medidor (Retaguarda)	Localização	Conexão	Conexão	Conexão
	Fabricante	ELO SISTEMAS	ELO	ELO SISTEMAS
	Número de Série	90007547	90007642	90007640
	Modelo/Tipo	2180SP	2180SP	ELO 2180 SP

Tabela 5 – Descrição dos equipamentos de Fumaça IV, Jataí e Irara

Equipamento	Especificação	Fumaça IV	Jataí	Irara
Gerador	Quantidade	2	3	3
	Potência nominal (kVA)	2.500	11.110	11.110
	Tensão nominal (V)	6.900	13.800	13,8
	Fator de potência	0,9	0,9	0,9
	Frequência (Hz)	60	60	60
	Rotação (rpm)	900	327	360
	Fabricante	WEG	WEG	WEG
	Ano de Fabricação	2007	2007	2007

Equipamento	Especificação	Fumaça IV	Jataí	Irara
Turbina	Quantidade	2	3	3
	Potência nominal (kW)	2.340	10.299	10.467
	Tipo	Francis - Eixo Horizontal	Francis - Eixo Horizontal	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	900	327,27	360
	Fabricante	Energy Power	Brumazi - Vatech Hydro	Vatech Hydro
	Ano de Fabricação	2007	2008	2008
Medidor (Principal)	Localização	Conexão	Conexão	Conexão
	Fabricante	Power Measurement	SCHULUMBERGER	ITRON
	Número de Série		31681514	50712519
	Modelo/Tipo	ION 8600	Q1000	Q1000
Medidor (Retaguarda)	Localização	Conexão	Conexão	Conexão
	Fabricante	Power Measurement	SCHULUMBERGER	ITRON
	Número de Série		31681514	50712522
	Modelo/Tipo	ION 8600	Q1000	Q1000

Tabela 6 – Descrição dos equipamentos de Bonfante, Monte Serrat e Santa Fé

Equipamento	Especificação	Bonfante	Monte Serrat	Santa Fé
Gerador	Quantidade	1	2	2
	Potência nominal (kVA)	19.200	14.150	16.700
	Tensão nominal (V)	6.900	6,9	13.800
	Fator de potência	0,95	0,95	0,9
	Frequência (Hz)	60	60	60
	Rotação (rpm)	514	500	327
	Fabricante	Alstom	Alstom	Alstom
	Ano de Fabricação	2007	2007	2007
Turbina	Quantidade	1	2	2
	Potência nominal (kW)	19.390	12.990	15.540
	Tipo	Kaplan - Eixo Horizontal	Kaplan - Eixo Horizontal	Kaplan - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	135	175	327,27
	Fabricante	Alstom	Alstom	Alstom
	Ano de Fabricação	2007	2007	2007
Medidor (Principal)	Localização	Conexão – SE Integração	Conexão	Conexão
	Fabricante	Power Measurement	SCHNEIDER	Power Logic
	Número de Série	PT0707A403-01	PT-0707A403-01	PT-0612A235-01
	Modelo/Tipo	ION 8600	ION8600-4Q	ION8600C
Medidor (Retaguarda)	Localização	Conexão – SE Integração	Conexão	Conexão
	Fabricante	Power Measurement	SCHNEIDER	Power Logic
	Número de Série	PT0707A403-01	PT-0707A404-01	PT-0612A235-01
	Modelo/Tipo	ION 8600	ION8600-4Q	ION8600C

Já que o Brasil tem grande potencial hidrelétrico, a expertise usada na atividade de projeto já foi transferida para o País Anfitrião. Portanto, os equipamentos principais usados na atividade de projeto foram fabricados no Brasil. Isso contribui para o desenvolvimento do setor energético (resultando em mais pesquisas) e para o aumento na capacidade do setor industrial no País Anfitrião.

Todos os medidores seguem as especificações do documento denominado Submódulo⁹ 12.2 do Operador Nacional do Sistema (ONS).

A.4. Partes e participantes do projeto

Party involved (host) indicates host Party	Private and/or public entity(ies) project participants (as applicable)	Indicate if the Party involved wishes to be considered as project participant (Yes/No)
Brasil (anfitrião) ...	São Pedro Energia S/A entidade privada	Não
	Carangola Energia S/A entidade privada	
	Calheiros Energia S/A entidade privada	
	São Simão Energia S/A entidade privada	
	Funil Energia S/A entidade privada	
	São Joaquim Energia S/A entidade privada	
	Caparaó Energia S/A entidade privada	
	Jataí Energética S/A entidade privada	
	Irara Energética S/A entidade privada	
	Bonfante Energética S/A entidade privada	
	Monte Serrat Energética S/A entidade privada	
	Santa Fé Energética S/A entidade privada	
	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS entidade pública	

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

>>

Não há financiamento público das Partes incluídas no Anexo I países da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima e a atividade de projeto proposta não resulta em um desvio da Assistência Oficial ao Desenvolvimento (AOD).

SEÇÃO B. Aplicação dos parâmetros aprovados selecionados e da metodologia de monitoramento e parâmetros padronizados

B.1. Referência de metodologia e parâmetros padronizados

>>

ACM0002: "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 16.0.0).

A ACM0002 faz referência às últimas versões aprovadas das ferramentas a seguir:

- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade (Versão 5.0.0)¹⁰;
- Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade (Versão 7.0.0)¹¹;

⁹ http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Submodulo12%5B1%5D.2_v8.0.pdf

¹⁰ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v5.0.pdf>

- Ferramenta para calcular emissões de projeto ou provenientes de vazamento de CO₂ a partir da queima de combustíveis fósseis (versão 2.0.0)¹²;
- Ferramenta para determinar o tempo de vida remanescente dos equipamentos (versão 1.0.0)¹³;
- Ferramenta combinada para identificar o cenário de referência e demonstrar a adicionalidade (versão 5.0.0)¹⁴;
- Avaliação da validade da referência original/atual e atualização da referência na renovação do período de crédito (versão 3.0.1)¹⁵.

A "Ferramenta combinada para identificar o cenário de referência e demonstrar a adicionalidade" não se aplica à atividade de projeto proposta uma vez que a adicionalidade é demonstrada através da "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade".

A "Ferramenta para calcular emissões de projeto ou provenientes de vazamento de CO₂ a partir da queima de combustíveis fósseis" não se aplica à atividade de projeto uma vez que não há emissões de projeto ou provenientes de vazamento envolvidas no projeto.

A "Avaliação da validade da referência original/atual e atualização da referência na renovação do período de crédito" não se aplica já que esse é o primeiro período de crédito da atividade de projeto proposta e o projeto considera um período de crédito fixo (10 anos sem renovação).

B.2. Aplicabilidade da metodologia e parâmetros de linha de base padronizados

>>

A ACM0002 se aplica às atividades do projeto que:

- Instalam uma usina de energia limpa;
- Envolvem uma adição de capacidade a (uma) usina(s) existente(s);
- Envolvem uma retrofit de (uma) usina(s)/unidade(s) em operação existente(s);
- Envolvem uma recuperação de (uma) usina(s)/unidade(s) existente(s);
- Envolvem uma substituição de (uma) usina(s)/unidade(s) existente(s);

No caso da atividade de projeto proposta, se aplica a opção (a).

Além disso, a metodologia se aplica sob as condições a seguir:

- A atividade de projeto pode incluir usina/unidade de energia renovável dos tipos a seguir: usina/unidade hidrelétrica com ou sem reservatório, usina/unidade eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade solar, usina/unidade de ondas ou usina/unidade maré-motriz.*

A atividade de projeto proposta consiste da instalação de 12 (doze) pequenas centrais hidrelétricas.

- No caso das adições de capacidade, readaptações, recuperações ou substituições (exceto para projetos de adição de capacidade de energia eólica, solar, de ondas ou maré): a usina existente iniciou a operação comercial antes do começo de um período de referência histórico mínimo de 5 anos, usado para o cálculo de emissões de referência e definido na seção de emissão de referência, e nenhuma expansão de capacidade, retrofit ou recuperação da usina/unidade foi realizada entre o início desse período de referência histórico mínimo e a implementação da atividade de projeto.*

Não aplicável, uma vez que somente novos(as) projetos/unidades são considerados na atividade de projeto proposta.

No caso de usinas hidrelétricas, uma das condições a seguir se aplicam:

- A atividade de projeto é implementada em um reservatório único ou em múltiplos reservatórios existentes, sem alteração no volume de nenhum dos reservatórios; ou*

¹¹ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-01-v7.0.0.pdf>

¹² <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-03-v2.pdf>

¹³ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-10-v1.pdf>

¹⁴ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-02-v5.0.0.pdf>

¹⁵ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-11-v3.0.1.pdf>

- (b) A atividade de projeto é implementada em um reservatório único ou em múltiplos reservatórios existentes, onde o volume de qualquer dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência é calculada usando a equação (3) é maior que 4 W/m^2 ; ou
- (c) A atividade de projeto resulta em um reservatório único ou em múltiplos reservatórios e a densidade de potência é calculada usando a equação (3) é maior que 4 W/m^2 ; ou
- (d) A atividade de projeto é um projeto hidrelétrico integrado envolvendo múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios, calculada usando a equação (3) é menor que ou igual a 4 W/m^2 , todas as condições a seguir se aplicam:
- (i) A densidade de potência calculada usando a potência instalada total do projeto integrado, conforme equação (4) é maior que 4 W/m^2 ;
 - (ii) A vazão de água entre os reservatórios não é usada por nenhuma outra usina hidrelétrica que não seja parte da atividade de projeto;
 - (iii) A capacidade instalada da(s) usina(s) elétrica(s) com densidade de potência menor ou igual a 4 W/m^2 deve ser:
 - a. Menor ou igual a 15 MW; e
 - b. Menos que 10 por cento da potência instalada total do projeto hidrelétrico integrado.

No caso da atividade de projeto proposta, a opção (c) se aplica uma vez que as pequenas centrais hidrelétricas resultam em um único reservatório com densidade de potência maior que 4 W/m^2 . As densidades de potência de cada projeto são apresentadas na tabela abaixo. Uma descrição detalhada do cálculo de densidade de potência é apresentada na seção B.6. deste DCP.

Tabela 7 – Usinas da atividade de projeto

PCH	Capacidade Instalada (MW)	Área do reservatório (km ²)	Densidade de Potência (W/m ²)
São Pedro	30,06	0,11	273,27
Carangola	15,30	0,0059	2.593,22
Calheiros	19,26	0,26	74,08
São Simão	27,00	0,72	37,50
Funil	22,68	1,5	15,12
São Joaquim	21,60	0,063	342,86
Fumaça IV	4,50	0,04	112,50
Jataí	30,00	0,425	70,58
Irara	30,00	2,58	11,63
Bonfante	18,24	0,55	33,16
Monte Serrat	26,89	0,55	48,88
Santa Fé	30,06	1,278	23,52

Fonte: ANEEL/SIGEL (2014)¹⁶

No caso de projetos hidrelétricos integrados, o proponente do projeto deve:

- (a) Demonstrar que a vazão de água das usinas/unidades de energia a montante se despeja diretamente no reservatório a jusante e que coletivamente contribui para a capacidade de geração do projeto hidrelétrico integrado; ou
- (b) Fornecer uma análise do balanço hídrico incluindo a água alimentada para as unidades de potência, com todas as combinações possíveis de reservatórios e sem a construção de reservatórios. A finalidade do balanço hídrico é demonstrar o requisito de combinação específica de reservatórios construídos dentro da atividade de projeto de MDL para a otimização da potência de saída. Essa demonstração deve ser realizada no cenário específico de disponibilidade hídrica em diferentes estações para otimizar a vazão de água na entrada de unidades de potência. Portanto esse balanço hídrico levará em consideração vazões sazonais de rios, afluentes (se houver) e a precipitação por no mínimo cinco anos antes da implementação da atividade de projeto de MDL.

¹⁶ ANEEL/SIGEL (2014). Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL). Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Informações disponíveis em: <<http://sigel.aneel.gov.br/kmz.html>>.

Não aplicável, uma vez que a atividade de projeto proposta não é do tipo projeto integrado.

Além disso, a metodologia não se aplica aos pontos a seguir:

- (a) *Atividades do projeto que envolvam a mudança de combustíveis fósseis para fontes de energia renovável no local da atividade de projeto, uma vez que nesse caso a referência pode ser o uso contínuo de combustíveis fósseis no local*

Não aplicável, já que todas as pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta são projetos de energia conectada à rede.

- (b) *Usinas termelétricas a biomassa;*

Não aplicável, já que somente pequenas centrais hidrelétricas foram incluídas na atividade de projeto proposta.

Considerando as explicações acima, a atividade de projeto proposta segue as condições de aplicabilidade estabelecidas na ACM0002.

B.3. Limite do projeto

De acordo com a ACM0002, a extensão espacial do projeto inclui a usina de energia do projeto conectada fisicamente ao sistema elétrico ao qual a usina de energia do projeto de MDL está conectada.

As fontes de gases de efeito estufa incluídas ou excluídas do limite do projeto são exibidas na tabela abaixo.

Origem		GEEs	Incluído?	Justificativa/Explicação
Cenário de linha de base	Emissões de CO ₂ a partir da geração de eletricidade em usinas energéticas a base de combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade de projeto	CO ₂	Sim	Fonte de emissão principal
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
Cenário do projeto	Para usinas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ a partir de gases não condensáveis contidos no vapor geotermal	CO ₂	Sim	Fonte de emissão principal. Porém, essa fonte emissora não se aplica à atividade de projeto proposta, uma vez que o projeto proposto se baseia em fonte hidrelétrica.
		CH ₄	Sim	Fonte de emissão principal. Porém, essa fonte emissora não se aplica à atividade de projeto proposta, uma vez que o projeto proposto se baseia em fonte hidrelétrica.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
	Emissões de CO ₂ a partir da queima de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em usinas heliotérmicas e usinas geotérmicas.	CO ₂	Sim	Fonte de emissão principal. Porém, essa fonte emissora não se aplica à atividade de projeto proposta, uma vez que o projeto proposto se baseia em fonte hidrelétrica.
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄ a partir do reservatório	CO ₂	Não	Fonte de emissão secundária
		CH ₄	Sim	Fonte de emissão principal. Porém, todas as usinas energéticas incluídas na atividade de projeto proposta possuem densidade de energia maior que 10 W/m ² . Um cálculo detalhado é apresentado na seção B.6.3.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária

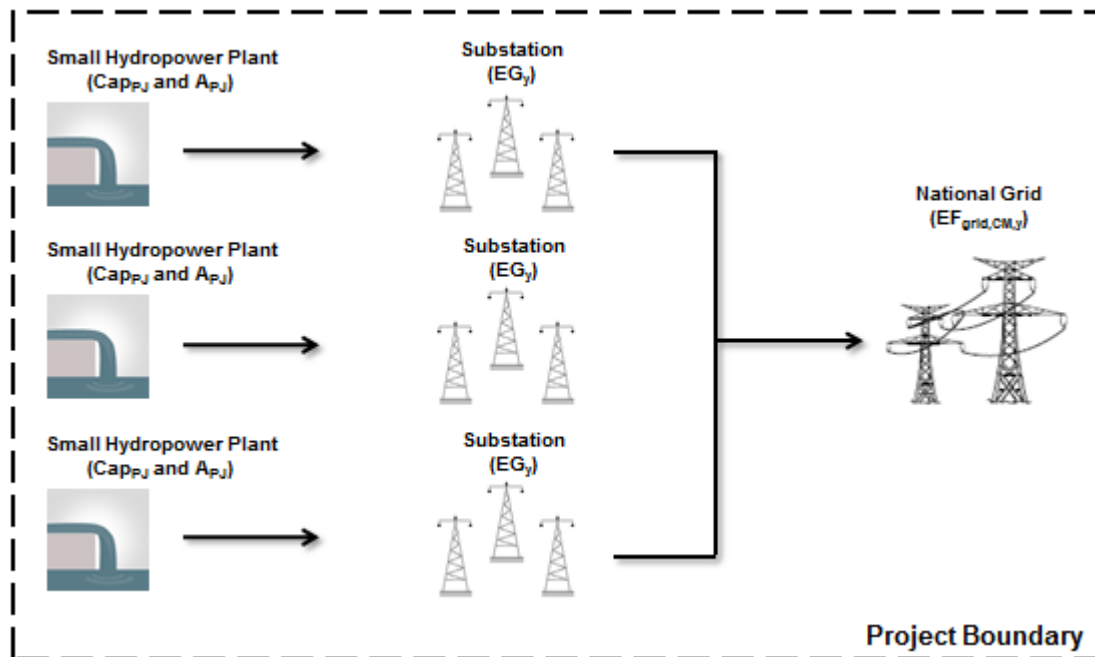


Figure 2 – Exemplo do esquema de visualização do limite do projeto

B.4. Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base

>>

De acordo com a ACM0002, se o a atividade de projeto consistir da instalação de uma usina nova, o cenário de referência é:

"A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes geradoras, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade".

Uma vez que a atividade de projeto proposta consiste da implementação de projetos de energia limpa, o cenário de linha de base mencionado acima é aplicável.

B.5. Demonstração de adicionalidade

>>

De acordo com as "Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção de projeto", se a data de início da atividade de projeto anteceder a data de publicação do DCP para consulta de partes interessadas globais (GSP), fornecer provas da consideração prévia do MDL de acordo com as disposições aplicáveis relacionadas à demonstração de consideração prévia do MDL no Padrão do projeto. No caso da atividade de projeto proposta, a data de início do projeto (30/06/2004) é anterior ao GSP (05/10/2012).

Portanto, de acordo com o Padrão do projeto:

Para uma atividade de projeto de MDL proposta com data de início anterior a 2 de agosto de 2008 e anterior à data de publicação do DCP para consulta de partes interessadas globais, participantes do projeto devem demonstrar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto proposta. Tal demonstração exige que os elementos a seguir sejam satisfeitos:

- (a) Participantes do projeto devem fornecer evidências de seu conhecimento sobre o MDL antes da data de início da atividade de projeto proposta, e de que os benefícios do MDL foram um fator decisivo na decisão de seguir com o projeto.

Para demonstrar que o MDL foi levado em consideração, o PP analisou os eventos relacionados à legislação / regulamentos do Proinfa e projetos selecionados.

Desde 2001, o governo demonstrou forte apoio às fontes de energia renovável. Em 26 de abril de 2002, ele aprovou a Lei nº 10.438 criando o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).

Desde então, o governo brasileiro designou a Eletrobrás como a entidade responsável pela comercialização de eletricidade renovável de projetos selecionados através da assinatura de Contratos de Aquisição de Energia (CAEs) para um período de 20 anos. A criação do Proinfa claramente indica que, sem apoio específico, as fontes renováveis e os pequenos projetos dificilmente seriam implementados.

Provas de que o MDL foi seriamente levado em consideração podem ser demonstradas através da emissão do Decreto brasileiro nº 5.025 de 30 de março de 2004, que regulamenta a Lei nº 10.438/2002. Esse Decreto declara que o Proinfa tem como objetivo a redução dos gases de efeito estufa conforme estabelecido pela Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática (CQNUMC) dentro do escopo do Protocolo de Kyoto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política "Tipo E". Além disso, o Artigo 16 do Decreto nº 5.025/2004 determina a criação da conta Proinfa, que é administrada pela Eletrobras (comprador de energia), e é composta por receitas e custos relacionados, entre outros, às atividades do projeto de MDL.

Para participar do programa, o participante do projeto deve satisfazer todos os requisitos apresentados no "Guia de Habilitação do Proinfa" de acordo com a Lei nº 10.438/2002 e seus Decretos regulatórios.

Créditos de carbono são claramente mencionados nos Decretos do Proinfa, pode-se argumentar que o governo tinha realmente a expectativa de receber tais valores e, portanto, eles foram considerados no preço contratado. Por outro lado, participantes do projeto estavam cientes dos requisitos do programa, e de que receitas de crédito de carbono ajudariam a transpor as barreiras tecnológicas e financeiras existentes naquele tempo.

Outra evidência da consideração do MDL é a assinatura dos CAEs. Regulamentos que regem os CAEs do Proinfa são a Lei nº 10.438/2002 e Decretos reguladores. Os CAEs do Proinfa foram assinados em 2004. No caso da atividade de projeto proposta, os CAEs foram assinados em 30/06/2004, isto é, após a publicação do Decreto nº 5.025/2004.

Portanto, na época da assinatura do CAE, os participantes do projeto conheciam e estavam cientes dos condicionantes e requisitos estabelecidos para sua participação no Proinfa. Sob sua responsabilidade, o governo brasileiro demonstrou seu compromisso e esforços para fazer com que os projetos do Proinfa fossem registrados como MDL.

- (b) Participantes do projeto devem fornecer evidência de que ações contínuas e reais foram tomadas para garantir status de MDL para a atividade de projeto proposta em paralelo com sua implementação;*
- (c) Participantes do projeto devem fornecer um cronograma de implementação da atividade de projeto de MDL proposta. O cronograma deve incluir, se aplicável, a data em que a decisão pelo investimento foi tomada, a data em que as obras iniciaram, a data em que o comissionamento começou e a data de início das atividades (ex. a data em que a produção comercial iniciou). Participantes do projeto devem fornecer um cronograma dos eventos e ações tomadas para conseguir o registro de MDL, com descrição da evidência usada para dar suporte a essas ações.*

Para demonstrar que ações contínuas e reais foram tomadas para garantir status de MDL para a atividade de projeto proposta, os PPs apresentaram o cronograma de eventos abaixo:

Tabela 8 – Cronograma de eventos

Data	Ação
26/04/2002	Publicação da Lei nº 10.438 que cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).
30/03/2004	Publicação do Decreto nº 5.025 que regula a Lei nº 10.438 e declara que o Proinfa tem como objetivo a redução dos gases de efeito estufa conforme estabelecido pela Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática (CQNUMC) dentro do escopo do Protocolo de Kyoto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável.
30/06/2004	Assinatura dos Contratos de Aquisição de Energia da atividade de projeto com a Eletrobrás.
30/08/2004	Nota Técnica nº 006/2004 do Departamento de Meio Ambiente da Eletrobrás. Ela apresenta uma discussão com relação à estrutura dos mercados de MDL e crédito de carbono e a inserção da Eletrobrás no MDL.
13-17/06/2005	Participação da equipe da Eletrobrás no curso de treinamento de MDL promovido pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB).
02/08/2005	Nota Técnica nº 007/2005 do Departamento de Meio Ambiente da Eletrobrás. Apresenta uma discussão sobre a posse de créditos de carbono e análise detalhada sobre o registro de projetos do Proinfa no MDL.
09-11/11/2005	VIII ENGEMA - Encontro Nacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente. Encontro nacional conduzido pela Eletrobrás e pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) sobre as vantagens dos projetos de MDL no Brasil. O encontro apresentou os benefícios do MDL e riscos associados com incertezas após 2012.
11/11/2005	Reunião interna da Eletrobrás para a criação de um Grupo Técnico relacionado ao Protocolo de Kyoto e mercados de crédito de carbono.
16/11/2005	Discussão do Grupo Técnico criado para discutir os créditos de carbono do MDL dos projetos do Proinfa.
17/01/2006	Carta Oficial nº MDL/02/2006/CIMGC. Esclarecimentos fornecidos pela Autoridade Nacional Designada brasileira, relacionados à data de início e créditos de carbono retroativos ao Ministério de Minas e Energia. A Autoridade Nacional Designada brasileira informou que os projetos do Proinfa não foram autorizados a receber créditos retroativos, uma vez que os projetos elegíveis para tal deveriam entrar em operação de 01/01/2000 a 18/11/2004, o que não foi o caso dos projetos do Proinfa.
01/06/2007	Relatório “Proinfa – Grupo Executivo dos Créditos de Carbono do Proinfa” preparado para apresentação à Diretoria Executiva da Eletrobrás. O relatório apresentou uma estimativa das reduções de emissão e receitas associadas. O documento conclui com uma proposta para a criação de departamentos internos para gestão de assuntos relacionados ao MDL no que diz respeito a projetos do Proinfa.
12/06/2007	2183ª Reunião de Diretoria Executiva da Eletrobrás para discussão do Relatório “Proinfa – Grupo Executivo dos Créditos de Carbono do Proinfa”. Foram criados Departamentos de Coordenação para o gerenciamento, desenvolvimento e comercialização de créditos de carbono sob MDL de projetos do Proinfa.
30/10/2008	Provisão da Eletrobrás para custos de MDL (treinamento de pessoas, validação, taxa de inscrição, verificação e contratação de consultoria) a serem incluídos no Plano Anual do Proinfa de 2009 (PAP).
25/03/2009	Nota Técnica DE/UEP nº 108/2009 emitida pela Unidade Gestora do Proinfa requerendo a inclusão da provisão de gastos relacionados ao desenvolvimento de MDL para projetos do Proinfa no Plano Anual do Proinfa (PAP) ¹⁷ .
01/02-18/02/2010	Discussões internas da Eletrobrás relacionadas à possibilidade de assinatura de um acordo de cooperação com a Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) e cumprimento de requisitos legais/normativos associados.
26/05/2010	Relatório elaborado para apresentação à Diretoria Executiva da Eletrobrás relacionado à assinatura de um Acordo de Cooperação entre a Eletrobrás e a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), escopo, módulos e provisão de custos.
31/08/2010	Minuta do Acordo de Cooperação entre a Eletrobrás e a Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) para o treinamento técnico das equipes da Eletrobrás e da COPPE/UFRJ relacionado às metodologias e procedimentos de MDL a serem utilizados em projetos do Proinfa.
07-11/2011	Publicação de DCPs em português para consulta pública.
05/10/2012	Validação de MDL a ser iniciada com a publicação de DCP para Consulta de Partes Interessadas Globais no site da CQNUMC.

¹⁷ Está informação é pública e disponível no Plano Anual do PROINFA (“PAP”) de 2010. A elaboração do PAP foi estabelecida pelo Decreto nº 5025/2004.

Conforme apresentado no cronograma acima, esforços contínuos foram tomados a fim de garantir o status de MDL à atividade de projeto proposta. O atraso no início do processo de validação do MDL para a atividade de projeto proposta é devido ao processo governamental necessário ao lidar com diversas entidades (públicas e privadas), processo governamental prolongado - especialmente quando a aprovação é necessária - e os obstáculos enfrentados para a implementação de projetos renováveis naquela época.

Os CAEs assinados estimaram o fornecimento de energia elétrica em dezembro de 2006. No entanto, devido a barreiras enfrentadas pelos desenvolvedores do projeto para sua implementação, a data de início de operação foi adiada várias vezes por meio de aditivos aos CAEs. Na verdade, as pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta entraram em operação em 2008-2009.

Tabela 9 – Início de operação das usinas incluídas na atividade de projeto proposta

PCH	Data de início da operação ¹⁸	Aprovação da ANEEL
São Pedro	16/06/2009	2.195 datada de 15/06/2009
Carangola	25/06/2008	2.342 datada de 24/06/2008
Calheiros	12/09/2008-25/09/2008	2.431 datada de 11/09/2008 e 3.534 datada de 24/09/2008
São Simão	17/02/2009	631 datada de 16/02/2009
Funil	05/03/2008-06/03/2008	840 datada de 04/03/2008 e 864 datada de 05/03/2008
São Joaquim	17/04/2008-01/05/2008	1.564 datada de 16/04/2008 e 1.741 datada de 30/04/2008
Fumaça IV	30/12/2008	4.828 datada de 30/12/2008
Jataí	30/07/2008-05/08/2008-21/08/2008	2.798 datada de 29/07/2008, 2.884 datada de 04/08/2008 e 3.086 datada de 20/08/2008
Irara	06/09/2008-11/09/2008	3308/08 datada de 05/09/2008 e 3.356 datada de 10/09/2008
Bonfante	02/08/2009	2.865 datada de 01/08/2008
Monte Serrat	16/06/2009	2.195 datada de 15/06/2009
Santa Fé	09/05/2008	1.806 datada de 08/05/2008

A adicionalidade da atividade de projeto proposta é demonstrada seguindo-se as etapas apresentadas na "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade", conforme a seguir:

Etapla 0 – Demonstração se a atividade de projeto proposta é a primeira de seu tipo

Não se aplica, uma vez que a atividade de projeto proposta não é a primeira de seu tipo.

SATISFEITO/CUMPRIDO – Avançar à Etapa 1

Etapla 1: Identificação das alternativas à atividade de projeto consistente com as leis e regulamentos atuais

Subetapa 1a. Definição de alternativas à atividade de projeto

¹⁸ As datas de início da operação são baseadas nas datas de autorização para operação pela ANEEL para cada unidade geradora. Por esse motivo, há mais de uma data de início de operação para as usinas energéticas.

Cenário 1: A alternativa para a atividade de projeto é a continuação da atual (anterior) situação de eletricidade fornecida pelas usinas existentes do sistema interligado;

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

Subetapa 1b. Consistência com leis e regulamentos obrigatórios

Ambas as alternativas – a atividade de projeto e o cenário alternativo – estão de acordo com todos os regulamentos das seguintes entidades:

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Ministério de Minas e Energia (MME);
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama);
- Instituto Estadual do Ambiente (Inea);
- Secretaria de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos de Goiás (Semarh);
- Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (Iema);
- Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (Semad);
- Diretoria Executiva do MDL.

SATISFEITO/CUMPRIDO – Avançar à Etapa 2

Etapa 2. Análise de investimento

Subetapa 2a. Determinar o método de análise apropriado

A adicionalidade da atividade de projeto proposta é demonstrada por meio de uma análise de benchmark de investimento (opção III). As opções I e II não se aplicam, uma vez que:

Opção I – Tanto a atividade de projeto como as alternativas identificadas na Etapa 1 geram benefícios financeiros e econômicos sem ser a renda MDL relacionada;

Opção II – A informação financeira relativa a outros tipos de projeto de geração de eletricidade não estava disponível.

Subetapa 2b. Opção III – Aplicação de análise de benchmark

O indicador financeiro identificado para cada pequena central hidrelétrica incluída na atividade de projeto proposta é o Valor Presente Líquido (VPL). O VPL dos projetos foi calculado considerando o valor de referência do setor elétrico: o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC).

Benchmark – Custo Médio Ponderado do Capital (WACC, do inglês Weighted Average Cost of Capital)

O custo médio ponderado do capital (WACC, do inglês *Average Cost of Capital*) é a taxa utilizada para descontar os fluxos de caixa do negócio e leva em consideração o custo da dívida e o custo da ação de um investidor típico do setor de atividade do projeto. O valor de referência pode ser aplicado ao fluxo de caixa do projeto como taxa de desconto para o cálculo do valor presente líquido (VPL) deste, ou simplesmente comparando o seu valor para a taxa interna de retorno (TIR) do projeto. O WACC considera que os acionistas esperam uma compensação para o risco previsto de investir recursos em um setor ou indústria específicos em um determinado país.

O cálculo do CMPC é baseado em parâmetros que são padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto, e não está vinculado à expectativa subjetiva de rentabilidade ou perfil de risco deste desenvolvedor do projeto particular. O CMPC (WACC) aqui apresentado foi válido e aplicável no momento da decisão de investimento (junho de 2004) calculado pela fórmula a seguir:

$$WACC = Wd \times Kd + We \times Ke$$

We e **WD** são, respectivamente, os pesos de ações e dívida tipicamente observados no setor. Os pesos foram derivados das "Orientações sobre a avaliação da análise de investimentos"¹⁹, que considera um valor padrão para projetos de MDL: 50% da dívida (**Wd**) e 50% (**We**) de ações são tomados como um valor padrão. **Kd** e **Ke** são, respectivamente, o custo da dívida e custo das ações.

→ Custo da Dívida (**Kd**)

Kd é o custo da dívida, que é observada no mercado relacionado à atividade do projeto, e que já representa os benefícios fiscais de se contraírem dívidas. O **Kd** também deriva de empréstimos de longo prazo aplicados ao setor no Brasil, e, portanto, é baseado em três variáveis, incluindo as taxas de juros da linha de crédito de financiamento do BNDES. O **Kd** é calculado considerando-se a soma de:

- Custo financeiro (a);
- Remuneração do BNDES (b);
- Taxa de risco do crédito (c).

O custo financeiro (a) é representado pela Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP). A TJLP é uma estimativa de mercado variável que avalia o índice de dívida a ser aplicada ao endividamento médio partindo do BNDES. Esse valor é o maior encontrado na parcela da dívida dos mutuários do BNDES. A TJLP é baseada em fatores relacionados às taxas de mercado e disseminação de tarifas corporativas sobre o risco do governo.

A remuneração do BNDES (b) e a taxa de risco de crédito (c) são outros dois fatores que constituem a taxa de empresas de dívida no Brasil via BNDES. A remuneração do BNDES é a taxa cobrada pelo banco referente aos seus custos administrativos e operacionais, bem como a sua remuneração. Essa taxa varia de acordo com as políticas do BNDES e não é negociável; além disso, é a taxa menos discutível na equação. Quanto à taxa de risco de crédito, a cada ano o BNDES fornece os limites inferior e superior da margem de variação dessa taxa, respeitando sua percepção de riscos e as políticas bancárias. Para efeito de cálculo e devido ao fato de que a indústria como um todo está sendo considerada, estimamos essa taxa pela média do limite superior da margem com a taxa estabelecida para os empréstimos com o fim de dirigir a administração pública dos estados e municípios, que é a menor taxa que poderia ser fornecida a um investidor privado.

Dois outros componentes para o cálculo do **Kd** são a taxa marginal de imposto (**t**) e a previsão de inflação (**π**). No cálculo do **Kd**, a taxa de imposto marginal (**t**) é multiplicada pelo Custo da dívida e, em seguida, pela dívida com custo total do coeficiente de capital para determinar a parcela da dívida da fórmula WACC. No caso do Brasil, e especificamente para projetos de energia, esse fator de imposto poderia ser tanto 34% ou 0%. No caso das pequenas centrais hidrelétricas incluídas nesta atividade de projeto, o regime fiscal utilizado é o Lucro Presumido e, portanto, **t** = 0%.

A taxa nominal alcançada para a dívida é usada para calcular o WACC nominal, que é utilizado para descontar projeções nominais de fluxo de caixa. De modo a alcançar a taxa de fluxo de caixa real, a estimativa de meta de inflação (**π**) para o Brasil é reduzida a partir da estimativa nominal alcançada. O **π** é obtido junto ao Banco Central do Brasil (www.bcb.gov.br) e tem tido muito pouca variação nos últimos cinco anos.

Considerando as explicações acima, o **Kd** é calculado por meio da seguinte equação:

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

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

Tabela 10 - – Cálculo do Custo da Dívida (Kd)

Custo da Dívida (Kd)	
(a) Custo financeiro ²⁰	10,97%
(b) Spread do BNDES ²¹	2,50%
(c) Taxa de risco de crédito ²²	1,50%
(a+b+c) Pré-custo da Dívida	14,97%
(t) Taxa marginal de imposto ²³	0,00
(π) Previsão de inflação ²⁴	5,50%
Custo da dívida após imposto	8,97% p.y.

→ Custo das Ações (Ke)

Ke representa a taxa de retorno para investimentos em ações e é uma combinação dos seguintes parâmetros:

- Taxa livre de risco (Rf);
- Prêmio de risco em renda variável (Rm);
- Prêmio de risco de país estimado (Rc);
- Risco setorial (β).

Rf representa a taxa livre de riscos. **Rf** é a taxa livre de risco padrão disponível no mercado, que representa a taxa de investimento padrão disponível a todos os investidores. Essa taxa livre de risco age como uma estimativa de custo oportuna, permitindo aos investidores compararem e avaliarem o valor que teriam ao buscarem oportunidades de compensação e risco alternativas em comparação com simplesmente adquirir e manter o instrumento livre de risco livremente disponível para compra no mercado. O padrão internacionalmente aceito para a taxa livre de risco é o título do Tesouro dos Estados Unidos e, portanto, este foi o valor considerado para o cálculo do **Ke**.

Risco Setorial representa a sensibilidade média de empresas comparáveis naquela indústria de movimentos no mercado subjacente. O parâmetro considerado para Risco Setorial é o beta " β " derivado da correlação entre os resultados de empresas norte-americanas do setor e o desempenho dos retornos do mercado dos EUA. β foi ajustado para a alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo riscos estruturais e financeiros. β ajusta o prêmio de mercado para o setor.

Rm representa o prêmio de mercado, ou maior retorno, esperado pelos participantes do mercado à luz dos spreads históricos obtidos a partir do investimento em ações contra ativos livres de risco, tais como taxas de títulos do governo; os investidores exigem um maior retorno ao investir em empresas privadas. O prêmio de mercado é estimado com base na diferença histórica entre os retornos S&P 500 e retornos a longo prazo de títulos americanos. O spread sobre a taxa livre de risco é a média da diferença entre esses retornos.

Note-se que, na fórmula acima, o fator EMBI + (Emerging Markets Bond Index Plus), considera como prêmio de risco de país, **Rc**. Este fator representa o risco do país ou estado soberano embutido na dívida de um país. Supondo-se que, em relação ao mercado de dívida livre de risco dos EUA, o EMBI + é 0, então o EMBI + do Brasil calcularia para o risco adicionado ou reduzido relativo aos mercados de dívida do Brasil para os EUA.

²⁰ Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP. Disponível em [fonte].

²¹ Remuneração do BNDES. Informações disponíveis em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf.

²² Taxa de risco do crédito. Informações disponíveis em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf

²³ Receita Federal. Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/Aliquotas/ContribCsll/Aliquotas.htm> and <http://www.receita.fazenda.gov.br/Aliquotas/ContribPj.htm>.

²⁴ Banco Central do Brasil. Brazilian inflation targeting. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pec/metast/InflationTargetingTable.pdf>.

A justificativa para a adição do EMBI + à taxa livre de risco reside nas grandes diferenças dos Estados Unidos em fatores como risco de crédito, história da inflação, política, mercados de dívida, entre outros. Ignorar essas diferenças resultaria na aplicação incorreta de fatores ambientais relevantes no processo decisório de um investidor no Brasil.

Com o objetivo de ajustar o cálculo do **Ke**, a taxa de inflação esperada (para os Estados Unidos) (π') é reduzida. Para seu cálculo, é considerada a Nota do Tesouro de 10 anos ($^{\wedge}$ TNX), bem como os TIPS (Treasury Inflation Protected Securities – Capitais do Tesouro Nacional Protegidos da Inflação), que são prontamente cotados no mercado norte-americano. O índice $^{\wedge}$ TNX carrega inflação sobre o seu valor, ao passo que os TIPS são um índice sem inflação. A subtração a partir dos valores médios do período escolhido do $^{\wedge}$ TNX e dos TIPS resulta na inflação estimada. Não há necessidade de realizar ajuste para a inflação esperada no Brasil ao lidar com uma taxa de atratividade em termos reais.

Considerando o que foi exposto acima, o **Ke** é calculado utilizando-se a seguinte equação:

$$Ke = \{1 + [Rf + (\beta \times Rm) + Rc]\} \times (1 + \pi) / (1 + \pi') - 1$$

Tabela 11 - Cálculo do Custo das Ações (Ke)

Custo das Ações	
(Rf) Taxa livre de risco ²⁵	5,42%
(π') Inflação dos EUA prevista ²⁶	2,02%
(π) Previsão de inflação ²⁷	5,50%
(Rm) Prêmio de risco das ações ²⁸	6,54%
(β) Risco setorial ²⁹	0,89
(Rc) Prêmio de risco estimado do país ³⁰	9,71%
Custo das Ações com o Risco do País Brasileiro	18,84% p.y.

Cada dado utilizado para calcular o valor de referência foi apresentado à EOD durante a validação. A planilha utilizada para o cálculo do CMPC está com os participantes do projeto e pode ser disponibilizada sob pedido.

Considerando os valores apresentados acima, temos o seguinte:

$$WACC = 50\% \times 8,97\% + 50\% \times 18,84\% \\ WACC = 13,91\%$$

Outra referência que pode ser utilizada para se analisar a atratividade da atividade de projeto é aquela considerada pelo governo brasileiro à época do lançamento do Proinfa. A fim de determinar o preço da energia subsidiada para os diferentes tipos de projetos de energia renovável, o Ministério de Minas e Energia estabeleceu 14,89% ao ano como o retorno econômico mínimo exigido para projetos de energia. Esse valor foi disponibilizado publicamente e, após a chamada pública, o resultado final foi de 13,91% ao ano. Embora não haja informações disponíveis sobre os parâmetros considerados e seu cálculo, esse valor é o mesmo que o de referência do setor elétrico calculado acima.

Tal resultado confirma a aplicabilidade do valor de referência no momento da decisão de investimento da atividade de projeto proposta.

²⁵ 20-year US Treasury Yield. Disponível em: <<http://www.federalreserve.gov/>>.

²⁶ 20-year T.Notes minus 20-year TIPS. Disponível em: <<http://www.federalreserve.gov/>>.

²⁷ Meta inflacionária do Banco Central do Brasil.

Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/pec/metast/inflationTargetingTable.pdf>>.

²⁸ Prêmio sobre Títulos de Tesouro Norte-Americano em 10 anos.

Disponível em: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

²⁹ Sociedades de Energia Norte-Americanas realavancadas de acordo com a alavancagem brasileira.

Disponível em: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

³⁰ Índice de Títulos de Mercados Emergentes Mais Brasil. Índice calculado pela JPMorgan.

Disponível em: <www.ipeadata.gov.br>.

Indicador financeiro – Valor Presente Líquido (VPL)

A data de decisão de investimento e de início da atividade do projeto é considerada como a data em que os Contratos de Aquisição de Energia foram assinados com a Eletrobrás no âmbito do Proinfa, ou seja, 30/06/2004. Uma descrição detalhada da data de início do projeto é apresentada na seção C.1.1 deste DCP.

De acordo com o Guia de Habilitação do Proinfa ("Guia de Habilitação"), os participantes do projeto devem apresentar à Eletrobrás, entre outros documentos, o orçamento para a implementação do projeto, visando à obtenção no âmbito do Proinfa. Logo, o indicador financeiro identificado para a atividade de projeto proposta é o Valor Presente Líquido (VPL) disponível e aplicável à época da decisão do investimento. A fonte de informação considerada para o cálculo de VPL é apresentada na tabela a seguir e detalhada para cada projeto na planilha de IRR.

Tabela 12 – Fonte de informação para o cálculo de VPL

Parâmetro	Valor	Referência / Fonte de informação
Potência Instalada	Variável de um projeto para outro	Orçamento Padrão da Eletrobrás (OPE) submetido pelos desenvolvedores do projeto para participar no Proinfa e assinar CAEs.
Fator de Carga da Usina (FCU)	Variável de um projeto para outro	
Potência de Saída	Variável de um projeto para outro	Calculado com base em 8.760 horas por ano.
Preço da energia	BRL 76,92/MWh	Média dos resultados do 1º Leilão de Energia conduzido pelo governo brasileiro em 2003, ajustado à inflação brasileira com foco na previsão de início da operação dos projetos.
Investimento da Usina	Variável de um para outro projeto	Orçamento Padrão da Eletrobrás (OPE) submetido pelos desenvolvedores do projeto para participar no Proinfa e assinar CAEs.
Custo Operacional	5% do total de investimentos	Eletrobrás/Ministério das Minas e Energia: "Orientações para estudos e projetos relacionados a pequenas centrais hidrelétricas".
Custo do Sistema de Conexão	Variável de um projeto para outro	A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) / Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) varia para cada projeto dependendo da concessionária de energia local. A taxa de conexão é estabelecida pela Aneel por meio de suas Resoluções.
Taxa de Inspeção	BRL 284,81 por kW / mês	A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) varia para cada ano civil. A taxa de inspeção é estabelecida pela Aneel por meio de suas Portarias.
Imposto sobre venda de energia	PIS = 0,65% Programa de Integração Social	Estabelecido pela Lei nº 10.637, de 30/12/2002: < http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/leis/2002/lei10637.htm >
	3,00% Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social	Estabelecido pela Lei nº 10.833, de 29/12/2003: < http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/leis/2003/lei10833.htm >
Imposto de renda	9% Imposto social (CSLL) (% sobre a renda bruta)	Lei nº 105, de 10/01/2001: < http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsll/Aliquotas.htm >
	12% Renda presumida para imposto social	Lei nº 8.981, de 20/01/1995: < http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsll/ApuracaAnualR ecMensBascalcEst.htm >.
	25% Imposto de renda (IR) (% sobre a renda bruta)	Lei nº 8.541, de 23/12/1992: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8541.htm#art20 >
	8% Renda presumida para imposto de renda	Decreto nº 3.000, de 26/03/1999: < http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2005/PergResp 2005/pr517a555.htm >.

Uma descrição detalhada do cálculo de TIR é apresentada na planilha de fluxo de caixa anexa a este documento.

O VPL das pequenas centrais hidrelétricas é apresentado na tabela a seguir.

Tabela 13 – VPL de pequenos empreendimentos hidrelétricos

Projeto	VPL
São Pedro	-77.248.723
Carangola	-40.393.244
Calheiros	-48.668.477
São Simão	-70.870.553
Funil	-60.369.666
São Joaquim	-54.100.479
Fumaça IV	-11.324.496
Jataí	-22.273.500
Irara	-68.589.649
Bonfante	-94.493.936
Monte Serrat	-60.650.266
Santa Fé	-29.712.262

Um cálculo detalhado do VPL é apresentado na planilha anexa a este documento. Todas as referências documentadas relacionadas aos parâmetros considerados no cálculo do VPL foram apresentadas à DOE durante a validação.

Subetapa 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Conforme observado, o VPL dos projetos é negativo à época da decisão de investimento, demonstrando que a atividade de projeto não é financeiramente atraente ao investidor.

Subetapa 2d. Análise de sensibilidade

Conforme exigido pela Ferramenta de Adicionalidade, foi conduzida uma análise de sensibilidade para se demonstrar se a conclusão relacionada à atratividade financeira/econômica é robusta a variações razoáveis em pressupostos críticos. Adicionalmente, é determinado que “variações na análise de sensibilidade cubram pelo menos um intervalo de +10% e -10%”.

Portanto, a análise financeira foi realizada mediante a alteração dos seguintes parâmetros:

- Aumento na renda do projeto (preço da energia e fator de carga da usina/energia assegurados);
- Redução nos custos de manutenção (custos operacionais e investimentos).

Os resultados da análise de sensibilidade são apresentados a seguir:

Tabela 14 - Análise de sensibilidade dos projetos de São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil e São Joaquim

Cenário	São Pedro	Carangola	Calheiros	São Simão	Funil	São Joaquim
Original	-77.248.723	-40.393.244	-48.668.477	-70.870.553	-60.369.666	-54.100.479
Aumento no preço da energia	-71.312.063	-37.287.864	-45.147.111	-65.969.019	-55.680.962	-49.818.086
Aumento no fator de carga da usina (FCU)/energia assegurados	-71.312.063	-37.287.864	-45.147.111	-65.969.019	-55.680.962	-49.818.086
Redução em custos operacionais	-75.042.756	-39.238.966	-47.358.502	-68.960.079	-58.637.648	-52.523.687
Redução nos investimentos do projeto	-68.248.913	-35.684.072	-43.324.101	-63.076.283	-53.303.452	-47.667.550

Tabela 15 - Análise de sensibilidade dos projetos de Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat e Santa Fé

Cenário	Fumaça IV	Jataí	Irara	Bonfante	Monte Serrat	Santa Fé
Original	-11.324.496	-22.273.500	-68.589.649	-94.493.936	-60.650.266	-29.712.262
Aumento no preço da energia	-10.457.054	-16.065.965	-62.717.483	-90.147.049	-54.765.201	-21.295.812
Aumento no fator de carga da usina (FCU)/energia assegurados	-10.457.054	-16.065.965	-62.717.483	-90.147.049	-54.765.201	-21.295.812
Redução em custos operacionais	-11.003.129	-20.279.440	-66.611.282	-91.869.272	-58.703.789	-28.100.771
Redução nos investimentos do projeto	-10.013.396	-14.138.222	-60.518.393	-83.785.948	-52.709.112	-23.137.774

Considerando os resultados da análise de investimentos, o VPL das pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta sem o registro do MDL é negativo, evidenciando que a atividade de projeto não é financeiramente atraente ao investidor, mesmo quando os parâmetros são alterados em favor do projeto. Portanto, essas pequenas centrais hidrelétricas indubitavelmente não seriam implementadas sem o apoio específico do Proinfa, motivado por recursos do MDL.

SATISFEITO/CUMPRIDO – Avançar à Etapa 3

Etapa 3. Análise de barreiras

Não se aplica. A adicionalidade foi demonstrada na Etapa 2 – Análise de investimento.

Etapa 4. Análise de prática comum

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, as “Orientações sobre práticas comuns” deverão ser aplicadas ao se conduzirem análises de práticas comuns.

Para efeito de análise de práticas comuns, o PP aplicou as definições apresentadas nas “Orientações sobre práticas comuns” no contexto da atividade de projeto proposta, conforme a seguir.

Área geográfica aplicável

“A área geográfica aplicável deve ser o país anfitrião como um todo. Se os participantes do projeto optarem por limitar a área geográfica aplicável a uma área geográfica específica (como uma província, região etc.) nos limites do país anfitrião, então deverão fornecer uma justificativa para distinção essencial entre a área geográfica específica identificada e o restante do país anfitrião”.

O Brasil possui uma área de 8.514.876,599 quilômetros quadrados³¹ (com uma distância superior a 4.000 km nos eixos Norte-Sul e Leste-Oeste) e 6 regiões climáticas distintas: subtropical, semiárido, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântico (tropical úmido). Considerando essas condições climáticas distintas, a precipitação varia de 500 a mais de 3.000 mm/ano³². Tal variedade climática obviamente provoca uma forte influência nos aspectos técnicos relacionados à implementação de usinas hidrelétricas, uma vez que os

³¹ Disponível em: http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm.

³² Disponível publicamente no site do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET. Gráfico de normais climatológicas (1961-1990): <<http://www.inmet.gov.br/>>.

eventos meteorológicos são decisivos ao processo hidrológico³³. Conforme VESELKA (2008), "*climate affects all major aspects of the electric power sector from electricity generation, transmission and distribution system to consume demand for power*"³⁴.

Uma prova do caráter distintivo regional do clima pode ser observada na divisão de valor do preço à vista em submercados (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte), conhecida como Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PLD é utilizado para precificar a compra e venda de energia no mercado de curto prazo.

Contudo, as condições climáticas não são o único fator de distinção entre as diversas regiões brasileiras. No que tange ao sistema de transmissão, devem ser aplicadas a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). As tarifas TUSD/TUST podem variar de acordo com o estado ao qual a usina está conectada. Ambas são estabelecidas por regulamentos da Aneel e provocam um forte impacto na análise financeira de um projeto. Apenas como referência, desde o primeiro semestre de 2010, a TUSD no estado de São Paulo (localizada na mesma região de Minas Gerais) foi de BRL 1.82/kW³⁵ e de BRL 4.64/kW³⁶ no estado de Minas Gerais (mais do que duas vezes superior à de São Paulo).

Além disso, cada estado possui uma agência ambiental responsável por determinar os parâmetros técnicos necessários à obtenção de licenças ambientais, com regulamentos regionais e um processo administrativo distinto estabelecido por região.

Assim, ao se avaliarem as diferentes condições climáticas de cada região, o quadro regulatório ambiental específico de cada estado, a subdivisão do preço da energia por mercado e os diversos valores da TUSD/TUST aplicados a cada estado brasileiro, fica claro que o território nacional não é composto pelos mesmos "ambientes comparáveis", conforme exigido pela ferramenta metodológica "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade". Sem dúvida, as diferenças entre os estados brasileiros (clima, preço da energia, custos de transmissão/distribuição e legislação ambiental) causam impactos técnicos, financeiros e regulatórios na implementação de usinas hidrelétricas. Portanto, é razoável considerar somente projetos localizados no mesmo estado da atividade de projeto proposta, a saber, **Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Goiás**.

Medida

"Medida" (para atividades de redução das emissões) é uma classe ampla de atividades de redução dos gases de efeito estufa com traços em comum". Quatro tipos de medida são cobertos atualmente no quadro:

- (a) *Mudança de combustível e matéria prima;*
- (b) *Mudança de tecnologia com ou sem alteração da fonte de energia, incluindo aprimoramento da eficiência energética e uso de energias renováveis;*
- (c) *Destruição de metano;*
- (d) *Prevenção contra a formação de metano.*

Considerando as opções apresentadas acima, a atividade de projeto proposta utiliza a **opção (b)**, uma vez que a geração energética se baseia em energia renovável.

³³ PINTO, J. A. *Estudo de indicadores climáticos para a previsão de longo termo de vazões na bacia do Alto São Francisco*. Universidade Federal de Minas Gerais: Belo Horizonte, 2005.
Disponível em: <<http://www.smarh.eng.ufmg.br/defesas/20D.PDF>>.

³⁴ VESELKA, T. D. *Energia balanceada: Um clima mais quente poderia afetar a eletricidade*. Geotimes. Notícias sobre a Terra, energia e meio ambiente. Instituto de Geologia Norte-Americano: Agosto de 2008.
Disponível em: <http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html>.

³⁵ Resolução Aneel nº 961 emitida em 6 de abril de 2010.
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/atreh2010961.pdf>>.

³⁶ Resolução Aneel nº 960 emitida em 6 de abril de 2010.
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/atreh2010960.pdf>>.

Rendimento

“Rendimento são os bens/serviços produzidos pela atividade de projeto, incluindo, entre outras coisas, calor, vapor, eletricidade, metano e biogás, salvo outro elemento especificado na metodologia aplicada”.

O rendimento produzido na atividade de projeto proposta é a **eletricidade renovável gerada por usinas hidrelétricas conectadas à rede**.

Tecnologias distintas

De acordo com as “Orientações sobre práticas comuns”, tecnologias distintas são aquelas que produzem o mesmo rendimento e se diferenciam por pelo menos um dos seguintes elementos:

(a) Fonte de energia/combustível

Somente a geração elétrica a partir de fontes hídricas (usinas hidrelétricas) deve ser considerada nesta análise.

(b) Matéria prima

Não se aplica.

(c) Tamanho da instalação (capacidade de potência):

- (i) Micro (conforme definido no parágrafo 24 da Decisão 2/CMP.5 e no parágrafo 39 da Decisão 3/CMP.6);*
- (ii) Pequena (conforme definido no parágrafo 28 da Decisão 1/CMP.2);*
- (iii) Grande.*

Segundo as leis brasileiras, pequenas centrais hidrelétricas são usinas com uma potência instalada entre 1MW e 30MW e áreas de reservatório inferiores a 3km² (Resolução Aneel nº 652/2003). As pequenas centrais hidrelétricas possuem regulamentos específicos no que diz respeito à legislação/regulação elétrica e ambiental, incluindo impostos. Como a atividade de projeto está inserida no contexto da legislação brasileira, é razoável compará-la a outras pequenas centrais hidrelétricas de acordo com a definição do País Anfitrião (e não com a definição MDL-EB de pequenas centrais).

Considerando as explicações acima, nenhuma usina hidrelétrica de grande porte, seguindo a definição da Aneel, foi considerada nesta análise de práticas comuns. Portanto, a tecnologia responsável pelo mesmo rendimento da atividade de projeto proposta no contexto da medida e da área geográfica aplicável é a **geração de energia elétrica mediante pequenas centrais hidrelétricas conectadas à rede**. Devem-se considerar as hidrelétricas de grande porte como tendo uma tecnologia diferente daquela existente na atividade de projeto proposta.

(d) Ambiente para investimento na data da decisão de investimento, entre outros:

(i) Acesso a tecnologia

Pequenas centrais hidrelétricas podem diferir significativamente uma das outras considerando a região de implementação, clima, topografia, disponibilidade de linhas de transmissão, regularidade de fluxo hídrico etc. Por esses motivos somente, é extremamente complicado e desarrastado comparar diferentes usinas e potenciais hidrelétricos. Além disso, usinas hidrelétricas não podem ser perfeitamente posicionadas (próximas a centros de carga e linhas de transmissão) e facilmente deslocadas (transferidas para uma nova região com melhores tarifas) como é o caso, por exemplo, de usinas movidas a combustíveis fósseis (diesel, gás natural). As diferenças podem ser ainda maiores se um armazenamento de água maior não for possível, como é o caso das pequenas centrais hidrelétricas.

Assim, dependendo da localização do projeto, as diferenças relativas aos aspectos técnicos de projetos envolvendo pequenas centrais hidrelétricas influenciam sua implementação, mesmo se tais projetos estiverem localizados na mesma região. Considerando que essas diferenças técnicas obviamente influenciam o investimento/financiamento de um projeto e que os patrocinadores possuem diferentes capacidades de

investimento, as informações financeiras devem ser levadas em conta durante a análise de projetos relacionados a pequenas centrais hidrelétricas. Entretanto, tendo em vista que nenhuma informação ou incentivos financeiros de projetos similares encontram-se disponíveis publicamente, não puderam, portanto, ser incluídos nesta análise.

(ii) *Subsídios ou outros fluxos financeiros*

Não se aplica, uma vez que esta informação não está disponível publicamente.

(iii) *Políticas promocionais*

Não se aplica.

(iv) *Regulamentação legal*

Quadro do setor elétrico: Até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por empresas públicas. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e a defasagem na capacidade de investimento do Estado, o governo iniciou um processo de privatização. Contudo, ao final do ano 2000, os resultados ainda eram modestos. Mesmo com o advento de novas iniciativas entre 1990 e 2003, visando ao aprimoramento da geração de energia no país, não obtiveram êxito em atrair investimentos ao setor.

Em 2003, o governo recém-eleito decidiu revisar integralmente o quadro institucional do mercado energético, de maneira a fomentar investimentos no setor elétrico. Regras de mercado foram modificadas e novas instituições foram criadas, entre elas a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – um órgão responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico, cujo papel consiste em avaliar, em base perene, a segurança do fornecimento de energia elétrica – e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – responsável pela gestão da comercialização de energia elétrica no âmbito do sistema interligado. Essa nova estrutura foi aprovada pela Câmara dos Deputados e publicada em março de 2004.

Como a decisão de investimento da atividade de projeto proposta ocorreu no contexto do novo quadro regulatório, o PP levou em conta somente projetos com **data de início da operação de março de 2004 em diante**. Projetos cujo início das operações se deu anteriormente ao novo quadro elétrico devem ser considerados como tendo tecnologia diferente daquela existente na atividade de projeto proposta.

(e) *Outros aspectos:*

(i) *Natureza do investimento (exemplo: o custo por unidade da capacidade ou rendimento é considerado diferente se os custos divergirem em pelo menos 20%)*

Não se aplica, uma vez que esta informação não está disponível publicamente.

Com base nas definições apresentadas acima, a seguinte abordagem por etapas foi realizada para fins de prática comum, como se segue.

Etapas 1: calcular a capacidade aplicável ou faixa de rendimento como +/-50% da capacidade total de design ou rendimento da atividade de projeto proposta

A atividade de projeto proposta compreende 12 (doze) pequenas centrais hidrelétricas, resultando numa potência instalada de 275,6 MW, produzindo uma faixa de 137,8 MW a 413,4 MW.

Apesar de as “Orientações para práticas comuns” claramente estabelecerem que a etapa 1 deva ser aplicada à “atividade de projeto”, o PP analisou a capacidade instalada de cada usina inclusa na atividade de projeto proposta, visando a uma abordagem conservadora. Os resultados são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 16 – Faixa de rendimento de $\pm 50\%$ da potência instalada das pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta

Projetos	Potência Instalada (MW)	-50% da pot. instalada (MW)	+50% da pot. instalada (MW)
São Pedro	30,06	15,03	45,09
Carangola	15,30	7,65	22,95
Calheiros	19,26	9,63	28,89
São Simão	27,00	13,50	40,50
Funil	22,68	11,34	34,02
São Joaquim	21,60	10,08	32,40
Fumaça IV	4,50	2,25	6,75
Jataí	30,00	15,00	45,00
Irara	30,00	15,00	45,00
Bonfante	18,24	9,12	27,36
Monte Serrat	26,89	13,44	40,33
Santa Fé	30,06	15,03	45,09

Por motivos conservadores, as menores e maiores faixas foram consideradas para efeito de análise de práticas comuns. Assim, foi considerada uma **faixa de 2,25 MW e 45,09 MW**.

Etapas 2: identificar projetos similares (tanto de MDL como não-MDL) que atendam às seguintes condições:

- (a) Os projetos estão localizados na área geográfica aplicável
Foram analisados projetos localizados nos estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Goiás.
- (b) Os projetos aplicam a mesma medida da atividade de projeto proposta
Foram analisados projetos de energia renovável.
- (c) Os projetos empregam a mesma fonte de energia/combustível e matéria prima da atividade de projeto proposta, caso uma medida de mudança de tecnologia seja implementada pela atividade de projeto proposta
Foram analisados projetos de fontes hídricas.
- (d) As usinas em que os projetos são implementados produzem bens e serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação (ex.: resíduos) comparáveis às da usina da atividade proposta
Foram analisados projetos de energia renovável conectados à rede.
- (e) A capacidade ou rendimento dos projetos encontra-se dentro da capacidade aplicável ou faixa de rendimento calculada na Etapa 1
Conforme exposto na Etapa 1, somente energia elétrica renovável gerada por usinas hidrelétricas conectadas à rede com uma faixa de 2,25 MW a 45,09 MW foi considerada nesta análise.
- (f) *Os projetos iniciaram a operação comercial anteriormente à publicação do documento de concepção do projeto (DCP) para consulta de partes interessadas globais ou antes da data de início da atividade de projeto proposta, o que tiver ocorrido antes*

Conforme apresentado no DCP, a “data de início” do projeto foi aquela em que os CAEs do Proinfa foram assinados, a saber, 30/06/2004. Por outro lado, o GSP ocorreu em 05/10/2012.

Portanto, somente projetos com início da operação comercial anterior a 30/06/2004 (primeira data) foram considerados para efeito de análise de práticas comuns.

Considerando os critérios apresentados acima, foram identificados os seguintes projetos:

Tabela 17 – Projetos operacionais no Brasil que satisfazem os itens (a), (b), (c), (d), (e) e (f) apresentados acima

Nr.	Projeto	Capacidade Instalada (MW)	Tipo	Rio	Município	Estado	Início da operação
1	Rio de Pedras	9,3	pequeno	Pedras	Itabirito	MG	1907
2	Piabanha	9,0	pequeno	Piabanha	Areal	RJ	1908
3	Jucu	4,8	pequeno	Jucu	Domingos Martins	ES	1909
4	Fruteiras	8,7	pequeno	Fruteiras	Cachoeiro de Itapemirim	ES	1912
5	Tombos	2,9	pequeno	Carangola	Tombos	MG	1912
6	Marmelos	4,0	pequeno	Paraibuna	Juiz de Fora	MG	1915
7	Martins	7,7	pequeno	Uberabinha	Uberlândia	MG	1915
8	Salto Morais	2,4	pequeno	Tijuco	Ituiutaba	MG	1922
9	Fagundes	4,8	pequeno	Fagundes	Areal	RJ	1923
10	Paraúna	4,3	pequeno	Paraúna	Gouveia	MG	1927
11	Ituerê	4,0	grande	Pomba	Rio Pomba	MG	1928
12	Paciência	4,1	pequeno	Paraibuna	Matias Barbosa	MG	1930
13	Rede Elétrica Piquete - Itajubá - REPI	3,3	pequeno	Bicas	Wenceslau Braz	MG	1932
14	Coronel Domiciano	5,0	pequeno	Fumaça	Muriaé	MG	1935
15	Xavier	6,0	pequeno	Grande	Nova Friburgo	RJ	1936
16	Gafanhoto	14,0	pequeno	Pará	Divinópolis	MG	1946
17	Peti	9,4	grande	Santa Bárbara	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	1946
18	São Bernardo	6,8	pequeno	São Bernardo	Piranguçu	MG	1948
19	Brecha	12,4	grande	Piranga	Guaraciaba	MG	1948
20	Poço Fundo	9,2	pequeno	Machado	Poço Fundo	MG	1949
21	Macabu	21,0	pequeno	Macabu	Trajano de Moraes	RJ	1950
22	Joasal	8,4	pequeno	Paraibuna	Juiz de Fora	MG	1950
23	Cachoeira dos Prazeres	3,8	pequeno	Maynard	Ouro Preto	MG	1951
24	Brito	2,9	grande	Piranga	Ponte Nova	MG	1952
25	Cachoeira dos Macacos	3,4	pequeno	Araguari	Perdizes e Sacramento	MG	1952
26	Areal	18,0	pequeno	Preto	Areal	RJ	1953
27	Piau	18,0	pequeno	Piau	Piau	MG	1955
28	Tronqueiras	8,5	pequeno	Tronqueiras	Coroaci	MG	1955
29	Rochedo	4,0	pequeno	Meia Ponte	Piracanjuba	GO	1955
30	Salto do Paraopeba	2,5	pequeno	Paraopeba	Jeceaba	MG	1956
31	Pandeiros	4,2	pequeno	Pandeiros	Januária	MG	1958
32	Rio Bonito	22,5	grande	Santa Maria	Santa Maria de Jetibá	ES	1959
33	Dona Rita	2,4	pequeno	Tanque	Santa Maria de Itabira	MG	1959

Nr.	Projeto	Capacidade Instalada (MW)	Tipo	Rio	Município	Estado	Início da operação
34	Cajuru	7,2	grande	Pará	Carmo do Cajuru e Divinópolis	MG	1959
35	Franca Amaral	4,5	pequeno	Itabapoana	Bom Jesus do Itabapoana e São José do Calçado	RJ	1961
36	Glória	11,4	grande	Glória	Muriaé	MG	1983
37	Areal	4,4	pequeno	Bananal	Santa Rita de Jacutinga	MG	1988
38	Mello	9,5	pequeno	Santana	Rio Preto	MG	1995
39	Muniz Freire	25,0	grande	Pardo	Muniz Freire	ES	1997
40	Walter Rossi (anterior Antas II)	15,8	grande	Antas	Poços de Caldas	MG	1998
41	João Camilo Penna (anterior Cachoeira do Emboque)	22,0	grande	Matipó	Raul Soares	MG	1998
42	Ervália	7,0	pequeno	dos Bagres	Ervália e Guiricema	MG	1999
43	Fumaça	10,1	pequeno	Gualaxo do Sul	Mariana	MG	2000
44	Viçosa (Bicame)	4,5	pequeno	Castelo	Conceição do Castelo	ES	2001
45	Pai Joaquim	23,0	pequeno	Araguari	Sacramento e Santa Juliana	MG	2002
46	Túlio Cordeiro de Mello (anterior Granada)	15,9	pequeno	Matipó	Abre Campo	MG	2003
47	Ivan Botelho II (anterior Palestina)	12,5	pequeno	Pomba	Icaju	MG	2003
48	Padre Carlos (anterior Rolador)	7,8	pequeno	das Antas	Poços de Caldas	MG	2003
49	Ormeo Junqueira Botelho (anterior Cachoeira Encoberta)	22,7	pequeno	Glória	Muriaé	MG	2003
50	Santa Cecília (Elevatória)	35,0	grande	Paraíba do Sul	Barra do Piraí	RJ	Março de 52
51	Nova Maurício	29,2	pequeno	Novo	Leopoldina	MG	Outubro de 56
52	São Domingos	14,3	grande	São Domingos	São Domingos	GO	Junho de 90
53	Guary	5,4	pequeno	Pinho	Santos Dumont	MG	Janeiro de 98
54	Caboclo	4,2	pequeno	Maynart	Ouro Preto	MG	Maio de 99
55	E	3,8	pequeno	Córrego Capitão do Mato	Nova Lima	MG	Setembro de 03
56	Ilhéus	2,6	pequeno	Mortes	Barbacena	MG	Setembro de 03

Nr.	Projeto	Capacidade Instalada (MW)	Tipo	Rio	Município	Estado	Início da operação
57	Neblina	6,5	pequeno	Manhuaçu	Ipanema	MG	Setembro de 03
58	Pacífico Mascarenhas	2,9	pequeno	Parauninha	Santana do Riacho	MG	Setembro de 03
59	Rio Piracicaba	9,0	pequeno	Piracicaba	João Monlevade	MG	Setembro de 03
60	Funil	3,6	pequeno	Maynart	Ouro Preto	MG	Setembro de 03
61	Benjamim Mário Baptista (anterior Nova Sinceridade)	9,0	pequeno	Manhuaçu	Manhuaçu	MG	Setembro de 03
62	Ivan Botelho I (anterior Ponte)	24,4	pequeno	Pomba	Descoberto e Guarani	MG	Setembro de 03
63	Salto	4,2	pequeno	Maynart	Ouro Preto	MG	Setembro de 03
64	E Nova	2,7	pequeno	Córrego Capitão do Mato	Nova Lima	MG	Setembro de 03
65	Madame Denise (Cachoeira do Furado)	2,9	pequeno	Taquaraçu	Taquaraçu de Minas	MG	Setembro de 03
66	Pedro Affonso Junqueira (anterior Antas I)	8,9	grande	das Antas	Poços de Caldas	MG	Setembro de 03
67	Monte Alto	7,4	grande	São João	Passos	MG	Setembro de 03
68	São João	3,2	grande	São João	Itaú de Minas	MG	Setembro de 03
69	Lago Azul	4,0	pequeno	Ribeirão Castelhano	Cristalina e Ipameri	GO	Setembro de 03
70	Furquim	6,0	pequeno	Ribeirão do Carmo	Mariana	MG	Novembro de 03
71	Cachoeira do Lavrinha (anterior São Patrício)	3,0	pequeno	das Almas	Rianópolis	GO	4 de abril

Fonte: ANEEL/BIG (2014)³⁷

Etapas 3: no âmbito dos projetos identificados na Etapa 2, identificar aqueles que não são atividades de projeto de MDL registradas, atividades submetidas para registro nem atividades de projeto em período de validação. Anotar seus números N_{all}.

Conforme a exigência acima, as seguintes atividades de projeto de MDL foram excluídas da lista de projetos apresentados na Tabela 12:

³⁷ ANEEL/BIG (2014). "Agentes Produtores Independentes". BIG - Banco de Informação de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Informações disponíveis em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

Tabela 18 – Projetos de MDL registrados que foram identificados e encontram-se listados na Tabela 12

Nr.	Projeto	Ref. MDL	Data do registro	Site
1	Túlio Cordeiro de Mello (anterior Granada)	0519	02/10/2006	https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1152830265.44/view
2	Ivan Botelho II (anterior Palestina)	0477	28/08/2006	https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1150965247.9/view
3	Ormeo Junqueira Botelho (anterior Cachoeira Encoberta)	0520	02/10/2006	https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1152828482.6/view
4	Benjamim Mário Baptista (anterior Nova Sinceridade)	0543	24/09/2006	https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1154525241.46/view
5	Ivan Botelho I (anterior Ponte):	0519	02/10/2006	https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1152830265.44/view

Fonte: UNFCCC (2014)³⁸

Excluindo os projetos de MDL mencionados acima da Tabela 12, $N_{all} = 66$.

Etapa 4: no âmbito de projetos similares identificados na Etapa 3, identificar aqueles que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de trabalho proposta. Anotar seu número N_{diff} .

Conforme estabelecido acima, “tecnologias diferentes” diz respeito a: (i) projetos que utilizam uma fonte de geração de energia elétrica que não a água; (ii) projetos classificados como de grande porte pelo regulamento brasileiro (projetos com uma potência instalada de até 30 MW e/ou uma área de reservatório superior a 3km²) e (iii) projetos com data de início da operação no quadro regulatório antigo do setor elétrico (anteriores a março de 2004).

Na tabela a seguir, são apresentados projetos operacionais no Brasil classificados como tendo tecnologias diferentes, segundo os critérios (i), (ii) e (iii).

Tabela 19 - Projetos operacionais no Brasil classificados como tendo tecnologias diferentes – itens (i), (ii) e (iii) acima

Nr.	Projeto	Capacidade Instalada (MW)	Tipo	Rio	Município	Estado	Início da operação
1	Rio de Pedras	9,3	pequeno	Pedras	Itabirito	MG	1907
2	Piabanha	9,0	pequeno	Piabanha	Areal	RJ	1908
3	Jucu	4,8	pequeno	Jucu	Domingos Martins	ES	1909
4	Fruteiras	8,7	pequeno	Fruteiras	Cachoeiro de Itapemirim	ES	1912
5	Tombos	2,9	pequeno	Carangola	Tombos	MG	1912
6	Marmelos	4,0	pequeno	Paraibuna	Juiz de Fora	MG	1915
7	Martins	7,7	pequeno	Uberabinha	Uberlândia	MG	1915
8	Salto Morais	2,4	pequeno	Tijuco	Ituiutaba	MG	1922
9	Fagundes	4,8	pequeno	Fagundes	Areal	RJ	1923
10	Paraúna	4,3	pequeno	Paraúna	Gouveia	MG	1927
11	Ituerê	4,0	grande	Pomba	Rio Pomba	MG	1928

³⁸ UNFCCC (2014). Busca do ciclo do projeto. Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>>.

Nr.	Projeto	Capacidade Instalada (MW)	Tipo	Rio	Município	Estado	Início da operação
12	Paciência	4,1	pequeno	Paraibuna	Matias Barbosa	MG	1930
13	Rede Elétrica Piquete - Itajubá - REPI	3,3	pequeno	Bicas	Wenceslau Braz	MG	1932
14	Coronel Domiciano	5,0	pequeno	Fumaça	Muriaé	MG	1935
15	Xavier	6,0	pequeno	Grande	Nova Friburgo	RJ	1936
16	Gafanhoto	14,0	pequeno	Pará	Divinópolis	MG	1946
17	Peti	9,4	grande	Santa Bárbara	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	1946
18	São Bernardo	6,8	pequeno	São Bernardo	Piranguçu	MG	1948
19	Brecha	12,4	grande	Piranga	Guaraciaba	MG	1948
20	Poço Fundo	9,2	pequeno	Machado	Poço Fundo	MG	1949
21	Macabu	21,0	pequeno	Macabu	Trajan de Moraes	RJ	1950
22	Joasal	8,4	pequeno	Paraibuna	Juiz de Fora	MG	1950
23	Cachoeira dos Prazeres	3,8	pequeno	Maynard	Ouro Preto	MG	1951
24	Brito	2,9	grande	Piranga	Ponte Nova	MG	1952
25	Cachoeira dos Macacos	3,4	pequeno	Araguari	Perdizes e Sacramento	MG	1952
26	Areal	18,0	pequeno	Preto	Areal	RJ	1953
27	Piau	18,0	pequeno	Piau	Piau	MG	1955
28	Tronqueiras	8,5	pequeno	Tronqueiras	Coroaci	MG	1955
29	Rochedo	4,0	pequeno	Meia Ponte	Piracanjuba	GO	1955
30	Salto do Paraopeba	2,5	pequeno	Paraopeba	Jeceaba	MG	1956
31	Pandeiros	4,2	pequeno	Pandeiros	Januária	MG	1958
32	Rio Bonito	22,5	grande	Santa Maria	Santa Maria de Jetibá	ES	1959
33	Dona Rita	2,4	pequeno	Tanque	Santa Maria de Itabira	MG	1959
34	Cajuru	7,2	grande	Pará	Carmo do Cajuru e Divinópolis	MG	1959
35	Franca Amaral	4,5	pequeno	Itabapoana	Bom Jesus do Itabapoana e São José do Calçado	RJ	1961
36	Glória	11,4	grande	Glória	Muriaé	MG	1983
37	Areal	4,4	pequeno	Bananal	Santa Rita de Jacutinga	MG	1988
38	Mello	9,5	pequeno	Santana	Rio Preto	MG	1995
39	Muniz Freire	25,0	grande	Pardo	Muniz Freire	ES	1997
40	Walter Rossi (anterior Antas II)	15,8	grande	Antas	Poços de Caldas	MG	1998
41	João Camilo Penna (anterior Cachoeira do Emboque)	22,0	grande	Matipó	Raul Soares	MG	1998
42	Ervália	7,0	pequeno	dos Bagres	Ervália e Guiricema	MG	1999
43	Fumaça	10,1	pequeno	Gualaxo do Sul	Mariana	MG	2000
44	Viçosa (Bicame)	4,5	pequeno	Castelo	Conceição do Castelo	ES	2001
45	Pai Joaquim	23,0	pequeno	Araguari	Sacramento e Santa Juliana	MG	2002
46	Padre Carlos (anterior Rolador)	7,8	pequeno	das Antas	Poços de Caldas	MG	2003

Nr.	Projeto	Capacidade Instalada (MW)	Tipo	Rio	Município	Estado	Início da operação
47	Santa Cecília (Elevatória)	35,0	grande	Paraíba do Sul	Barra do Piraí	RJ	Março de 52
48	Nova Maurício	29,2	pequeno	Novo	Leopoldina	MG	Outubro de 56
49	São Domingos	14,3	grande	São Domingos	São Domingos	GO	Junho de 90
50	Guary	5,4	pequeno	Pinho	Santos Dumont	MG	Janeiro de 98
51	Caboclo	4,2	pequeno	Maynart	Ouro Preto	MG	Maio de 99
52	E	3,8	pequeno	Córrego Capitão do Mato	Nova Lima	MG	Setembro de 03
53	Ilhéus	2,6	pequeno	Mortes	Barbacena	MG	Setembro de 03
54	Neblina	6,5	pequeno	Manhuaçu	Ipanema	MG	Setembro de 03
55	Pacífico Mascarenhas	2,9	pequeno	Parauninha	Santana do Riacho	MG	Setembro de 03
56	Rio Piracicaba	9,0	pequeno	Piracicaba	João Monlevade	MG	Setembro de 03
57	Funil	3,6	pequeno	Maynart	Ouro Preto	MG	Setembro de 03
58	Salto	4,2	pequeno	Maynart	Ouro Preto	MG	Setembro de 03
59	E Nova	2,7	pequeno	Córrego Capitão do Mato	Nova Lima	MG	Setembro de 03
60	Madame Denise (Cachoeira do Furado)	2,9	pequeno	Taquaraçu	Taquaraçu de Minas	MG	Setembro de 03
61	Pedro Affonso Junqueira (anterior Antas I)	8,9	grande	das Antas	Poços de Caldas	MG	Setembro de 03
62	Monte Alto	7,4	grande	São João	Passos	MG	Setembro de 03
63	São João	3,2	grande	São João	Itaú de Minas	MG	Setembro de 03
64	Lago Azul	4,0	pequeno	Ribeirão Castelhano	Cristalina e Ipameri	GO	Setembro de 03
65	Furquim	6,0	pequeno	Ribeirão do Carmo	Mariana	MG	Novembro de 03

Fonte: ANEEL/BIG (2014)³⁹

A única pequena central hidrelétrica que pode ser considerada similar à atividade de projeto proposta é a de Cachoeira do Lavrinha (anterior São Patrício), uma vez que possui uma potência instalada de 3 MW, está localizada no estado de Goiás entrou em operação em abril de 2004 (após o novo quadro regulatório do setor elétrico e antes do início da atividade de projeto). Assim, conforme apresentado na Tabela 19 acima, $N_{diff} = 65$.

A fonte de informação relacionada ao início dos projetos acima mencionados encontra-se detalhada na planilha de práticas comuns apresentadas à EOD durante a validação.

³⁹ ANEEL/BIG (2014). "Agentes Produtores Independentes". BIG - Banco de Informação de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Informações disponíveis em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>.

Etapla 5: calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ representando a parcela de projetos similares (taxa de penetração da medida/tecnologia) utilizando-se uma medida/tecnologia similar àquela empregada na atividade de projeto proposta que produza o mesmo rendimento ou capacidade

Considerando os resultados acima, $N_{all} = 66$ e $N_{diff} = 65$. Logo:

$$N_{all} - N_{diff} = 1 < 3 \text{ e} \\ F = 1 - N_{diff}/N_{all} = 0,01 < 0,2$$

Conforme pode ser observado na análise acima mencionada, o F é inferior a 0,2 e $N_{all}-N_{diff}$ é inferior a 3. Logo, pode-se concluir que a atividade de projeto proposta não constitui prática comum.

SATISFEITO/CUMPRIDO – O projeto é ADICIONAL

B.6. Reduções de emissão

B.6.1. Explanação de escolhas metodológicas

>>

Emissões de projeto

De acordo com a ACM0002, para muitas atividades de projeto de geração de energia, $PE_y = 0$. Contudo, algumas atividades de projeto podem envolver emissões de projeto significativas. Tais emissões serão identificadas como emissões de projeto utilizando-se a equação a seguir:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

Equação 1

Onde:

- PE_y = Emissões de projeto no ano y (tCO_2e);
- $PE_{FF,y}$ = Emissões a partir do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO_2);
- $PE_{GP,y}$ = Emissões de projeto a partir da operação de usinas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO_2e);
- $PE_{HP,y}$ = Emissões de projeto a partir de reservatórios de água de usinas hidrelétricas no ano y (tCO_2e).

As emissões de projeto associadas à atividade de projeto proposta são de CO_2 e CH_4 a partir de reservatórios de água. De acordo com a ACM0002, as emissões de projeto a partir de reservatórios dependem da densidade de potência dos projetos hidrelétricos, calculada conforme a seguir:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}}$$

Equação 2

Onde:

- PD = Densidade de potência da atividade de projeto, em W/m^2 ;
- Cap_{PJ} = Potência instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto (W);
- Cap_{BL} = Potência instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade de projeto (W). Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero;
- A_{PJ} = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto quando o reservatório estiver cheio (m^2);
- A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto quando o reservatório estiver cheio (m^2). Para novos reservatórios, este valor é zero;

Se a densidade de potência (PD) da usina hidrelétrica for superior a $4 W/m^2$ e igual ou inferior a $10 W/m^2$:

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$

Equação 3

Onde:

- PE_y = Emissão do reservatório em tCO₂e/ano;
 EF_{Res} = Fator de emissão padrão para emissões a partir de reservatórios de usinas hidrelétricas e o valor padrão de acordo com a EB23 é de 90 kgCO₂e/MWh;
 TEG_y = A energia elétrica total produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e às cargas internas, no ano y (MWh).

Se a densidade de potência (PD) da usina hidrelétrica for superior a 10 W/m², $PE_y = 0$

Emissões de linha de base

As emissões de linha de base (BE_y , em tCO₂e) são obtidas a partir do produto do fator de emissão de linha de base (EF_y as tCO₂e/MWh) e a eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto (EG_y , em MWh) conforme a seguir:

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

Equação 4

Onde:

- BE_y = Emissões de referência no ano y (tCO₂/ano);
 $EG_{PJ,y}$ = Montante líquido de energia elétrica injetada na rede como resultado da implementação do projeto de MDL no ano y (MWh/ano);
 $EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano calculado usando-se a versão mais recente da “Ferramenta para o cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico” (tCO₂e/MWh).

I. Cálculo da margem combinada do fator de emissão de CO₂ para geração de energia conectada à rede ($EF_{grid,CM,y}$)

De acordo com a “Ferramenta para o cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”, as 6 (seis) etapas a seguir devem ser aplicadas para se calcular o fator de emissão de referência, conforme detalhado abaixo.

ETAPA 1 - Identificar os sistemas elétricos relevantes

Segundo a ferramenta, “se a Autoridade Nacional Designada do país anfitrião tiver publicado um detalhamento do sistema elétrico do projeto e sistemas elétricos conectados, deve-se utilizar esse detalhamento. Se ele não estiver disponível, os participantes do projeto devem definir o sistema elétrico do projeto e quaisquer sistemas elétricos conectados, bem como justificar e documentar suas suposições no MDL-DCP”.

A Autoridade Nacional Designada brasileira publicou a Resolução nº 8, de 26 de maio de 2008, definindo o sistema interligado brasileiro como um sistema único responsável por cobrir todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste). Dessa forma, essa fórmula foi utilizada para calcular o fator de emissão de referência da rede.

ETAPA 2 – Decidir incluir ou não usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional)

A ferramenta oferece as 2 (duas) opções a seguir para se calcular a margem de operação e o fator de emissão da margem:

- Opção (i): somente usinas da rede estão incluídas no cálculo;
 Opção (ii): tanto as usinas dentro e fora da rede estão incluídas no cálculo.

A Autoridade Nacional Designada brasileira disponibilizou o cálculo do fator de emissão com base nas informações das usinas da rede somente – opção (i) – seguindo a “Ferramenta para o cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”. Mais informações sobre os métodos aplicados podem ser obtidas no website da Autoridade Nacional Designada (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>). Como os dados utilizados foram publicados pela Autoridade Nacional Designada brasileira, a opção (i) foi considerada aqui.

ETAPA 3 - Selecionar um método para se determinar a margem de operação (OM)

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) se baseia em um dos métodos a seguir:

- (a) OM simples, ou
- (b) OM simples ajustada, ou
- (c) OM com análise de dados despachados, ou
- (d) OM média.

Como não há um método preferível para o cálculo do fator de emissão da OM, a opção (c) foi escolhida, uma vez que é o método utilizado pela Autoridade Nacional Designada brasileira. Mais informações sobre o fator de emissão da OM podem ser obtidas no website da Autoridade Nacional Designada (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>).

De acordo com a “Ferramenta para o cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”, no método de “OM com análise de dados despachados”, será considerado o ano em que a atividade de projeto desloca eletricidade da rede e atualiza o fator de emissão anualmente durante o monitoramento. Assim, aplicam-se aqui os dados de última geração.

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

O fator de emissão de OM com análise de dados despachados ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades de energia da rede que são de fato despachadas na margem durante a hora h em que o projeto desloca eletricidade da rede. Será calculado segundo a fórmula abaixo:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \times EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- $EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação com análise de dados despachados no ano y (tCO₂/MWh);
- $EG_{PJ,h}$ = Energia elétrica deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh);
- $EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades energéticas no topo da ordem de despacho na hora h do ano y (tCO₂/MWh);
- $EG_{PJ,y}$ = Energia elétrica total deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh);
- h = Horas no ano y em que a atividade de projeto está deslocando eletricidade da rede;
- y = Ano em que a atividade de projeto está deslocando eletricidade da rede.

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

A Autoridade Nacional Designada brasileira publica anualmente o fator de emissão da margem de operação com base na opção (c) análise com dados despachados. Assim, esta fórmula foi considerada na atividade de projeto proposta.

Cálculo para se determinar o conjunto de unidades energéticas da rede n no topo do despacho

A Autoridade Nacional Designada brasileira publica anualmente o fator de emissão da margem de operação com base na opção (c) análise com dados despachados. Assim, esta fórmula foi considerada na atividade de projeto proposta.

ETAPA 5 - Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM)

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração (tCO₂/MWh) de todas as unidades energéticas m durante o ano mais recente y para o qual dados da geração de energia elétrica estão disponíveis, conforme o cálculo abaixo:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$	=	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh);
$EG_{m,y}$	=	Quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade energética m no ano y (MWh);
$EF_{EL,m,y}$	=	Fator de emissão de CO ₂ da unidade energética m no ano y (tCO ₂ /MWh);
m	=	Unidades energéticas incluídas na margem de construção;
y	=	Ano histórico mais recente para o qual dados da geração de energia elétrica encontram-se disponíveis.

Em termos de dados de última geração, as 2 (duas) opções a seguir podem ser utilizadas:

Opção 1: Para o primeiro período de obtenção de crédito, calcular a margem de construção do fator de emissão ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra m no momento da submissão do PoA-DD à EOD para validação. Para o segundo período de obtenção de crédito, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas no momento da apresentação do pedido de renovação do período de obtenção de créditos para a EOD. Para o terceiro período de obtenção de crédito, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de crédito deve ser utilizado. Esta opção não requer monitoramento do fator de emissão durante o período de obtenção de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de obtenção de crédito, o fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente, ex-post, incluindo aquelas unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se as informações até o ano de registro ainda não estiverem disponíveis, incluindo as unidades construídas até o último ano para o qual existem informações disponíveis. Para o segundo período de obtenção de crédito, o fator de emissão da margem de construção será calculado ex-ante, como descrito na Opção 1 acima. Para o terceiro período de obtenção de crédito, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de crédito deve ser utilizado.

A opção 2 é considerada aqui, isto é, os dados de última geração ex-post.

Cálculo para se determinar o conjunto de unidades energéticas m incluídas na margem de construção

A Autoridade Nacional Designada brasileira publica anualmente o fator de emissão da margem de operação. Assim, esta fórmula foi considerada na atividade de projeto proposta.

Cálculo do fator de emissão de CO₂ para cada unidade de potência m ($EF_{EL,m,y}$)

A Autoridade Nacional Designada brasileira publica anualmente o cálculo da emissão da margem de construção. Assim, esta fórmula foi considerada na atividade de projeto proposta.

ETAPA 6 – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)

O cálculo do fator de emissão da margem combinada (CM) se baseia em um dos métodos a seguir:

- (a) CM de média ponderada; ou
- (b) CM simplificada.

Como o método CM de média ponderada (opção A) é o preferido segundo a ferramenta, este foi o método considerado. O fator de emissão da margem combinada é calculado conforme a seguir:

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

Equação 7

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}	=	Peso do fator de emissão da margem de operação (%);
w_{BM}	=	Peso do fator de emissão da margem de construção (%).

Os seguintes valores padrão devem ser utilizados para w_{OM} e w_{BM} :

- Atividades de projeto de geração de energia solar e eólica: $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ (dada sua natureza intermitente e não despachável) para o primeiro período de obtenção de crédito e períodos subsequentes;
- Todos os demais projetos: $w_{OM} = 0,5$ e $w_{BM} = 0,5$ para o primeiro período de obtenção de crédito, e $w_{OM} = 0,25$ e $w_{BM} = 0,75$ para o segundo e terceiro períodos de obtenção de crédito, salvo especificado em contrário na metodologia aprovada referente a esta ferramenta.

II. Quantidade de geração de eletricidade líquida que é produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL ($EG_{PJ,y}$)

De acordo com a ACM0002, o cálculo da $EG_{PJ,y}$ varia de acordo com o projeto. Como a atividade de projeto proposta consiste em uma usina inteiramente nova, a seguinte equação deverá ser utilizada:

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

Equação 8

Onde,

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida que é produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto de CDL no ano y (MWh);

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

Reduções de Emissão

As reduções de emissão são calculadas conforme a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação 9

Onde:

ER_y = Reduções de emissão no ano y (tCO₂e/ano);

BE_y = Emissões de referência no ano y (tCO₂/ano);

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

Vazamento

De acordo com a ACM0002, “nenhuma emissão de vazamento é considerada. As emissões potencialmente decorrentes de atividades como a construção de usinas e emissões *upstream* decorrentes de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento e transporte) são desconsideradas”. Logo, $L_y = 0$ tCO₂e.

B.6.2. Dados e parâmetros fixados ex ante

Dado / Parâmetro	EF _{Res}
Unidade	kgCO ₂ e/MWh
Descrição	Fator de emissão padrão para emissões de reservatórios.
Fonte dos dados	Decisão da EB 23.
Valor(es) aplicado(s)	90
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de mensuração	Estabelecido pelo ACM0002.
Objetivo dos dados	Emissões de projetos.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro	Cap _{pi}
Unidade	W
Descrição	Potência instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade de projeto. Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero;
Fonte dos dados	Local do projeto.
Valor(es) aplicado(s)	0
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de mensuração	Determinar a capacidade instalada com base nos padrões reconhecidos.
Objetivo dos dados	Emissões de referência.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro	A_{BL}
Unidade	m^2
Descrição	Área de um único ou vários reservatórios mensurada na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). Para novos reservatórios, este valor é zero.
Fonte dos dados	Local do projeto.
Valor(es) aplicado(s)	0
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de mensuração	Mensurado a partir de pesquisas topográficas, mapas, imagens de satélite etc.
Objetivo dos dados	Emissões de projetos.
Comentários adicionais	-

B.6.3. Cálculo ex-ante de reduções de emissão

>>

Emissões de projetos

Para se determinar se há emissões de projeto envolvidas na atividade de projeto proposta, as densidades de potência das pequenas centrais hidrelétricas foram calculadas conforme a seguir:

Tabela 20 – Cálculo da densidade de potência

Projeto	Cap_{PJ} (MW)	A_{PJ} (km^2)	PD (W/m^2)
São Pedro	30,06	0,11	273,27
Carangola	15,30	0,0059	2.593,22
Calheiros	19,26	0,26	74,08
São Simão	27,00	0,72	37,50
Funil	22,68	1,5	15,12
São Joaquim	21,60	0,063	342,86
Fumaça IV	4,50	0,04	112,50
Jataí	30,00	0,425	70,58
Irara	30,00	2,58	11,63
Bonfante	18,24	0,55	33,16
Monte Serrat	26,89	0,55	48,88
Santa Fé	30,06	1,278	23,52

Fonte: ANEEL/SIGEL (2014)⁴⁰

Como as densidades de potência das pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto são superiores a $10 W/m^2$, não há emissões de projeto envolvidas na atividade de projeto proposta.

Emissões de linha de base

As emissões de linha de base são calculadas com base no fator de emissão de CO_2 da rede e na energia elétrica despachada à rede pela atividade de projeto, conforme a seguir.

I. Cálculo da margem combinada do fator de emissão de CO_2 para geração de energia conectada à rede ($EF_{grid,CM,y}$)

O cálculo *ex-ante* do fator de emissão de CO_2 da margem combinada para geração de energia conectada à rede ($EF_{grid,CM,y}$) obedece às etapas estabelecidas na "Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico", conforme apresentado abaixo:

⁴⁰ ANEEL/SIGEL (2014). Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL). Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Informações disponíveis em: <<http://sigel.aneel.gov.br/kmz.html>>.

ETAPA 1 - Identificar os sistemas elétricos relevantes

De acordo com a Resolução nº 8 emitida pela Autoridade Nacional Designada brasileira em 26 de maio de 2008, o Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro é o sistema a ser considerado. Ele cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste), conforme apresentado na figura abaixo.

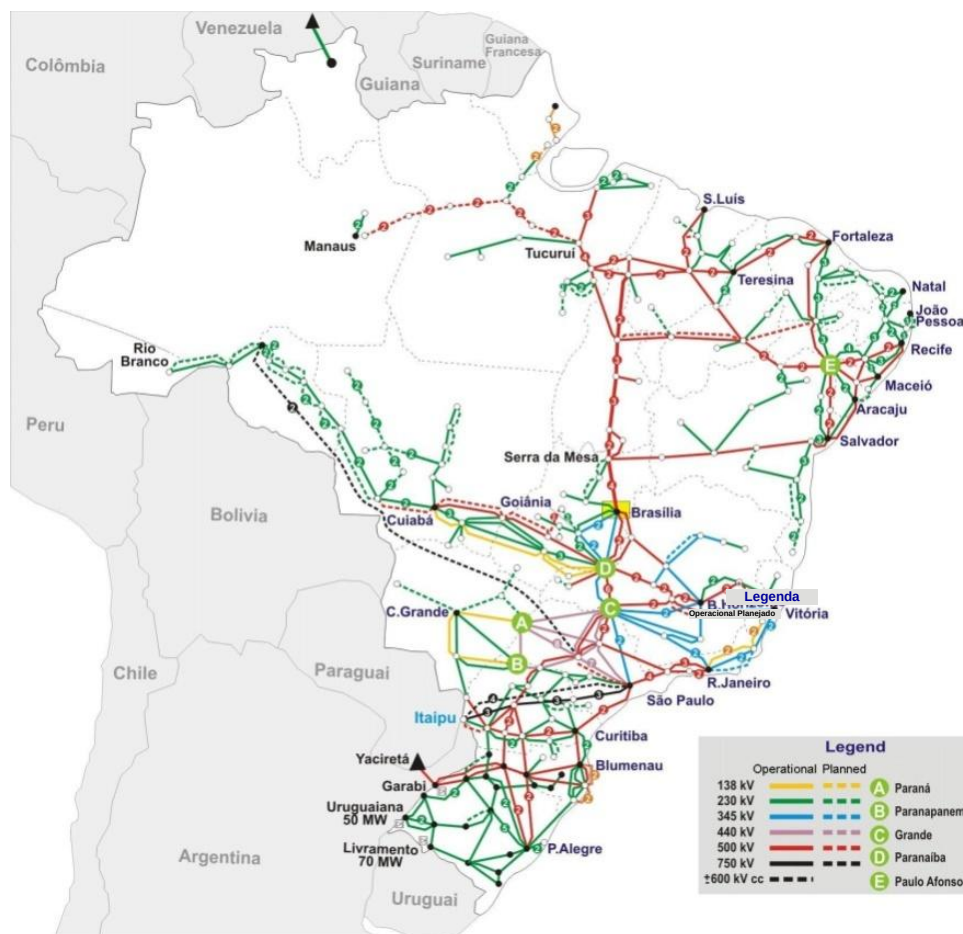


Figura 3 – Sistema Interligado Brasileiro

Fonte: ONS (2011)⁴¹

ETAPA 2 – Decidir incluir ou não usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional)

A Opção 1 foi escolhida e somente usinas energéticas conectadas à rede foram consideradas.

ETAPA 3 - Selecionar um método para se determinar a margem de operação (OM)

A Autoridade Designada Nacional brasileira disponibilizou publicamente a OM mediante análise de dados de despacho (opção c). Logo, este foi o método utilizado na atividade de projeto proposta. Verifique a seção B.6.1. para obter uma explicação das escolhas metodológicas.

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

A Autoridade Designada Nacional brasileira disponibilizou publicamente o fator de emissão da OM mediante análise de dados de despacho (opção c). Logo, foram utilizados dados de 2013 (os mais recentes disponíveis), conforme apresentado a seguir.

$$EF_{\text{grid,OM-DD,y}} = 0,5837 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

⁴¹ Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS Mapas do SIN. Informações disponíveis em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acessado em 13 de maio de 2011.

ETAPA 5 - Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM)

A Autoridade Designada Nacional brasileira disponibilizou publicamente o fator de emissão da margem de construção (BM). Logo, foram utilizados dados de 2013 (os mais recentes disponíveis), conforme apresentado a seguir.

$$EF_{\text{grid,BM},y} = 0,2963 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

ETAPA 6 – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)

Aplicando-se os resultados apresentados acima nas ETAPAS 4 e 5 acima à Equação 7 apresentada na seção B.6.1. e considerando os pesos $w_{\text{OM}} = 0,50$ e $w_{\text{BM}} = 0,50$, obtém-se:

$$EF_{\text{grid,CM},y} = 0,5 \times 0,5837 + 0,5 \times 0,2963 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

$$EF_{\text{grid,CM},y} = 0,4400 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

II. Quantidade de geração de eletricidade líquida que é produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL ($EG_{\text{PJ},y}$)

Conforme mencionado na seção B.6.1, $EG_{\text{PJ},y} = EG_{\text{facility},y}$. A quantidade estimada de geração líquida de energia elétrica fornecida pela usina/unidade à rede é calculada com base na energia assegurada de usinas fornecida pelos desenvolvedores do projeto para aprovação da implementação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A Tabela 21 apresenta o fator de capacidade/energia assegurada das usinas segundo o site da Aneel.

Tabela 21 – Fator de Carga da Usina (PLF) das pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta

Projeto	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW-méd)	Fator de Carga da Usina [Energia Assegurada ÷ Capacidade Instalada]
São Pedro	30,06	18,41	61,2%
Carangola	15,30	9,63	62,9%
Calheiros	19,26	10,92	56,7%
São Simão	27,00	15,2	56,3%
Funil	22,68	13,09	57,7%
São Joaquim	21,60	13,28	61,5%
Fumaça IV	4,50	2,61	58,0%
Jataí	30,00	19,25	64,2%
Irara	30,00	18,21	60,7%
Bonfante	18,24	13,48	73,9%
Monte Serrat	26,89	18,28	68,0%
Santa Fé	30,06	16,40	54,6%

Fonte: Aneel/BIG (2013) e Aneel/Cedoc (2014)⁴²

Assim, a atividade de projeto proposta aplica a opção (a) das “Orientações para relatório e validação de fatores de carga da usina”, isto é, “o fator de carga da usina fornecido aos bancos e/ou financiadores de capital à medida que se submete a atividade de projeto para financiamento, ou ao governo, à medida que se submete a atividade de projeto para aprovação da implementação”.

Reduções de Emissão

As reduções de emissão são calculadas utilizando-se a Equação 9, conforme apresentado na tabela a seguir.

⁴² ANEEL/CEDOC (2014). Centro de documentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (CEDOC) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em: <<http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>>.

Tabela 22 – Estimativa das reduções de emissão da atividade de projeto

Projeto	BE _y (tCO ₂ e/ano)	PE _y tCO ₂ e/ano	ER _y (tCO ₂ e/ano)
São Pedro	70,956	0,00	70,956
Carangola	37,116	0,00	37,116
Calheiros	42,088	0,00	42,088
São Simão	58,584	0,00	58,584
Funil	50,451	0,00	50,451
São Joaquim	51,184	0,00	51,184
Fumaça IV	10,059	0,00	10,059
Jataí	74,193	0,00	74,193
Irara	70,185	0,00	70,185
Bonfante	51,954	0,00	51,954
Monte Serrat	70,455	0,00	70,455
Santa Fé	63,209	0,00	63,209

Vazamento

Conforme mencionado na seção B.6.1, o vazamento no contexto da atividade de projeto é 0 (zero).

B.6.4. Resumo de estimativas ex-ante de reduções de emissão

Ano	Emissões de linha de base (t CO ₂ e)	Emissões de projeto (t CO ₂ e)	Vazamento (t CO ₂ e)	Reduções de emissão (t CO ₂ e)
Ano 1 - (2016)	650.438	0,0	0,0	650.438
Ano 2 - (2017)	650.438	0,0	0,0	650.438
Ano 3 - (2018)	650.438	0,0	0,0	650.438
Ano 4 - (2019)	650.438	0,0	0,0	650.438
Ano 5 - (2020)	650.438	0,0	0,0	650.438
Ano 6 - (2021)	650.438	0,0	0,0	650.438
Ano 7 - (2022)	650.438	0,0	0,0	650.438
Ano 8 - (2023)	650.438	0,0	0,0	650.438
Ano 9 - (2024)	650.438	0,0	0,0	650.438
Ano 10 - (2025)	650.438	0,0	0,0	650.438
Total	6.504.377	0	0	6.504.377
Número total de anos de obtenção de crédito	10			
Média anual sobre o período de obtenção de crédito	650.438	0	0	650.438

B.7. Plano de monitoramento

B.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados

Dado / Parâmetro	EG _{facility,y}		
Unidade	MWh/ano		
Descrição	Quantidade de geração líquida de energia elétrica fornecida pela usina/unidade do projeto à rede no ano y.		
Fonte dos dados	Medidor(es) de energia elétrica.		
Valor(es) aplicado(s)		Projeto	EG _{facility,y} (MWh/ano)
		São Pedro	161.272
		Carangola	84.359
		Calheiros	95.659
		São Simão	133.152
		Funil	114.668
		São Joaquim	116.333
		Fumaça IV	22.864
		Jataí	168.630
		Irara	159.520
		Bonfante	118.085
		Monte Serrat	160.133
		Santa Fé	143.664
Procedimentos e métodos de mensuração	Esse parâmetro deve ser monitorado usando um medidor de energia ou calculado como a diferença entre (a) a quantidade de energia elétrica fornecida pela usina/unidade do projeto para a rede; e (b) a quantidade de energia elétrica a usina/unidade do projeto da rede.		
	Caso seja calculado, serão mensurados os seguintes parâmetros: (a) Quantidade de energia elétrica fornecida pela usina/unidade do projeto à rede; e (b) Quantidade de energia elétrica fornecida à usina/unidade do projeto da rede. Precisão dos medidores de energia devem seguir Procedimentos de Malha da ONS ⁴³ e as Portarias do INMETRO ⁴⁴ . Procedimentos de Malha da ONS estabelecem o uso de medidores com classe de 0.2.		
Frequência de monitoramento	Aferição contínua e registro no mínimo mensal.		
Procedimentos de QA/QC	Verificação cruzada dos resultados da aferição para os registros da energia elétrica comercializada.		
Objetivo dos dados	Emissões de referência.		
Comentários adicionais	O cálculo EG _{facility,y} para reduções de emissão estimadas é baseado na energia assegurada dos projetos, conforme a Aneel.		

⁴³ [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/91D2F3D5E0A476AC83257945005B18FC/\\$file/Submodulo%2012.2_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/91D2F3D5E0A476AC83257945005B18FC/$file/Submodulo%2012.2_Rev_2.0.pdf?openelement)

⁴⁴ <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001929.pdf>

Dado / Parâmetro	EF_{grid,CM,y}																										
Unidade	tCO ₂ /MWh																										
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y calculado mediante a versão mais recente da “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”																										
Fonte dos dados	Autoridade Nacional Designada brasileira.																										
Valor(es) aplicado(s)	0.4400																										
Procedimentos e métodos de mensuração	Em conformidade com a “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”.																										
Frequência de monitoramento	A cada hora e anualmente.																										
Procedimentos de QA/QC	Fonte de dados oficial.																										
Objetivo dos dados	Emissões de referência.																										
Comentários adicionais	Para efeito de estimativa, foram utilizados dados do ano 2014.																										
Dado / Parâmetro	Cap_{PJ}																										
Unidade	W																										
Descrição	Potência instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto.																										
Fonte dos dados	Etiqueta de equipamento instalada no local do projeto.																										
Valor(es) aplicado(s)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Projeto</th><th>Cap_{PJ} (W)</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>São Pedro</td><td>30.060.000</td></tr> <tr><td>Carangola</td><td>15.300.000</td></tr> <tr><td>Calheiros</td><td>19.260.000</td></tr> <tr><td>São Simão</td><td>27.000.000</td></tr> <tr><td>Funil</td><td>22.680.000</td></tr> <tr><td>São Joaquim</td><td>21.600.000</td></tr> <tr><td>Fumaça IV</td><td>4.500.000</td></tr> <tr><td>Jataí</td><td>29.997.000</td></tr> <tr><td>Irara</td><td>29.997.000</td></tr> <tr><td>Bonfante</td><td>18.240.000</td></tr> <tr><td>Monte Serrat</td><td>26.885.000</td></tr> <tr><td>Santa Fé</td><td>30.060.000</td></tr> </tbody> </table>	Projeto	Cap _{PJ} (W)	São Pedro	30.060.000	Carangola	15.300.000	Calheiros	19.260.000	São Simão	27.000.000	Funil	22.680.000	São Joaquim	21.600.000	Fumaça IV	4.500.000	Jataí	29.997.000	Irara	29.997.000	Bonfante	18.240.000	Monte Serrat	26.885.000	Santa Fé	30.060.000
Projeto	Cap _{PJ} (W)																										
São Pedro	30.060.000																										
Carangola	15.300.000																										
Calheiros	19.260.000																										
São Simão	27.000.000																										
Funil	22.680.000																										
São Joaquim	21.600.000																										
Fumaça IV	4.500.000																										
Jataí	29.997.000																										
Irara	29.997.000																										
Bonfante	18.240.000																										
Monte Serrat	26.885.000																										
Santa Fé	30.060.000																										
Procedimentos e métodos de mensuração	Determinar a capacidade instalada com base nas especificações do fabricante ou dados comissionados ou padrões reconhecidos.																										
Frequência de monitoramento	Uma vez no início de cada período de obtenção de crédito.																										
Procedimentos de QA/QC	-																										
Objetivo dos dados	Emissões de projetos.																										
Comentários adicionais	-																										

Dado / Parâmetro	A_{PJ}																										
Unidade	m ²																										
Descrição	Área de um único ou vários reservatórios medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio.																										
Fonte dos dados	Local do projeto.																										
Valor(es) aplicado(s)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Projeto</th><th>A_{PJ} (m²)</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>São Pedro</td><td>110.000</td></tr> <tr><td>Carangola</td><td>5.900</td></tr> <tr><td>Calheiros</td><td>260.000</td></tr> <tr><td>São Simão</td><td>720.000</td></tr> <tr><td>Funil</td><td>1.500.000</td></tr> <tr><td>São Joaquim</td><td>63.000</td></tr> <tr><td>Fumaça IV</td><td>40.000</td></tr> <tr><td>Jataí</td><td>425.000</td></tr> <tr><td>Irara</td><td>2.580.000</td></tr> <tr><td>Bonfante</td><td>550.000</td></tr> <tr><td>Monte Serrat</td><td>550.000</td></tr> <tr><td>Santa Fé</td><td>1.278.000</td></tr> </tbody> </table>	Projeto	A _{PJ} (m ²)	São Pedro	110.000	Carangola	5.900	Calheiros	260.000	São Simão	720.000	Funil	1.500.000	São Joaquim	63.000	Fumaça IV	40.000	Jataí	425.000	Irara	2.580.000	Bonfante	550.000	Monte Serrat	550.000	Santa Fé	1.278.000
Projeto	A _{PJ} (m ²)																										
São Pedro	110.000																										
Carangola	5.900																										
Calheiros	260.000																										
São Simão	720.000																										
Funil	1.500.000																										
São Joaquim	63.000																										
Fumaça IV	40.000																										
Jataí	425.000																										
Irara	2.580.000																										
Bonfante	550.000																										
Monte Serrat	550.000																										
Santa Fé	1.278.000																										
Procedimentos e métodos de mensuração	A área do reservatório será monitorada por meio de dados topográficos no local da atividade de projeto (efetuada uma vez na época de elaboração do projeto) e o nível do reservatório será monitorado anualmente pelo patrocinador do projeto. O nível da água a ser comparado com o estudo topográfico será baseado no nível médio de água a ser verificado anualmente. Arquivado eletronicamente.																										
Frequência de monitoramento	Uma vez no início de cada período de obtenção de crédito.																										
Procedimentos de QA/QC	Mensurado a partir de pesquisas topográficas, mapas, imagens de satélite etc.																										
Objetivo dos dados	Emissões de projetos.																										
Comentários adicionais	O A _{PJ} apresentado acima é baseado em informações fornecidas pela Aneel/Sigel.																										

B.7.2. Plano amostral

>>

Não se aplica

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

>>

O monitoramento do agrupamento proposto será conduzido em conformidade com o ACM0002 - "Metodologia de referência consolidada para geração de energia elétrica conectada à rede a partir de fontes renováveis". Todos os dados obtidos como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e guardados por pelo menos dois anos após o fim do período de obtenção de crédito.

Conforme apresentado na seção B.7.1, e em conformidade com o ACM0002, os parâmetros a serem monitorados para efeito da atividade de projeto são os seguintes:

- (i) Quantidade de geração líquida de energia elétrica fornecida pela usina/unidade do projeto à rede no ano y ($EG_{facility,y}$);
- (ii) Potência instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto (Cap_{PJ});
- (iii) Área de um único ou vários reservatórios medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (A_{PJ}).

- (iv) Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y calculado mediante a versão mais recente da “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico” ($EF_{grid,CM,y}$).

(i) Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela usina/unidade à rede no ano y ($EG_{facility,y}$)

O monitoramento da geração de energia elétrica por pequenas centrais hidrelétricas obedece aos procedimentos estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS, devem haver medidores de energia na subestação/“ponto de interligação” (principal e backup). Os medidores instalados devem possuir as especificações técnicas necessárias, conforme exigência do ONS.

Os medidores de energia elétrica localizados na subestação medem a energia elétrica líquida gerada pela atividade de projeto, isto é, a eletricidade enviada à rede. Esses dados serão utilizados para o cálculo das reduções de emissão. A energia elétrica enviada à rede pode ser verificada em comparação com o recibo de vendas (registros da energia elétrica comercializada) e/ou controle interno.

A calibragem dos medidores localizados no “ponto de interligação” da rede deverá ser efetuada a cada 2 anos, conforme exigido pelos Procedimentos de Rede do ONS.

É importante mencionar que a CCEE promove a comercialização razoável de energia elétrica, bem como sua regulamentação. Por conseguinte, as informações relacionadas à geração de energia elétrica e suprimento de todas as usinas conectadas à rede são controladas pela CCEE.

(ii) Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto (Cap_{PJ})

A capacidade instalada das usinas foi verificada pela EOD uma vez no início de cada período de obtenção de crédito com base na etiqueta do equipamento instalada nos locais do projeto. Os dados também foram verificados em contraste com documentos oficiais, como, por exemplo, resoluções da Aneel e/ou licenças emitidas pela agência ambiental.

De acordo com o ACM0002, a Cap_{PJ} deverá ser monitorada no início do período de obtenção de crédito. Como a atividade de projeto proposta aplica um período de obtenção de crédito fixo, não é necessário monitoramento.

(iii) Área de um único ou de vários reservatórios medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (A_{PJ})

A área do reservatório foi verificada pela EOD uma vez no início de cada período de obtenção de crédito com base nos dados do Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (Sigel) da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Logo, os dados são baseados em fonte oficial.

De acordo com o ACM0002, a A_{PJ} deverá ser monitorada no início do período de obtenção de crédito. Como a atividade de projeto proposta aplica um período de obtenção de crédito fixo, não é necessário monitoramento.

(iv) Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y calculado mediante a versão mais recente da “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico” ($EF_{grid,CM,y}$)

O fator de emissão da rede apresentado neste DCP foi calculado pela Autoridade Nacional Designada brasileira, utilizando-se a Análise de Dados de Despacho para a Margem de Operação. O fator de emissão da Margem de Construção foi determinado utilizando-se o fator de emissão médio ponderado pela geração relativo a todas as unidades energéticas durante o ano mais recente para o qual os dados de geração de energia estavam disponíveis. Logo, o fator de emissão de 0,3593 tCO₂e/MWh do ano de 2012 foi utilizado somente para estimativa de reduções de emissão previstas da atividade de projeto durante o período de obtenção de crédito. Por conseguinte, o cálculo do fator de emissão utilizado neste DCP, para efeito de estimativa somente, deve ser verificado e atualizado de acordo, utilizando-se os dados mais recentes disponíveis à época do processo de verificação.

B.8. Data de conclusão da aplicação de metodologia e referência padronizada e informações de contato dos indivíduos/entidades responsáveis

>>

Data de conclusão da aplicação da metodologia: 03/12/2015

Informações de contato:

Empresa: Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS

Nome: Jorge de Oliveira Camargo

E-mail: camargo@eletrobras.com

Telefone: +55 (21) 2514-5893

A Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobrás é Participante do Projeto da atividade de projeto proposta.

SEÇÃO C. Duração e período de obtenção de crédito**C.1. Duração da atividade de projeto****C.1.1. Data de início da atividade de projeto**

>>

De acordo com o Glossário de Termos de MDL, “data de início”, no contexto das atividades de projeto de MDL, é “a data mais próxima em que tanto a implementação quanto a construção ou ações concretas de uma atividade de projeto de MDL”.

No contexto das pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta, a assinatura do Contrato de Aquisição de Energia (CAE) no âmbito do Proinfa é considerada a “data de início” do projeto, isto é, 30/06/2004.

C.1.2. Vida útil operacional prevista da atividade de projeto

>>

27 anos – 0 meses.

C.2. Período de obtenção de crédito da atividade de projeto**C.2.1. Tipo de período de obtenção de crédito**

>>

10 anos, 0 meses (fixo).

C.2.2. Data de início do período de obtenção de crédito

>>

1º de janeiro de 2016, ou a data de registro no MDL, o que ocorrer mais tarde.

C.2.3. Duração do período de obtenção de crédito,

10 anos – 0 meses.

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise dos impactos ambientais

>>

No Brasil, o patrocinador de qualquer atividade envolvendo a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluidora ou potencialmente poluidora ou capaz de causar degradação ambiental é obrigado a obter uma série de licenças da agência ambiental relevante (federal e/ou local, dependendo do tipo de projeto e da localização).

Embora usinas hidrelétricas sejam consideradas projetos de geração energética renovável, os patrocinadores do projeto devem obter todas as licenças exigidas pela Resolução nº 237, de 19 de dezembro de 1997, do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama):

- Licença Prévia (LP);
- Licença de Instalação (LI);
- Licença de Operação (LO).

Para emitir as licenças supracitadas, a Resolução nº 237/1997 do Conama estabelece os seguintes tipos de estudo ambiental:

- Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA); ou
- Relatório Ambiental Simplificado (RAS).

De acordo com a Resolução nº 1, de 23 de janeiro de 1986, do Conama, os estudos ambientais devem apresentar pelo menos as seguintes informações:

- Objetivos e justificativas da implementação do projeto;
- Descrição de cada etapa do projeto, incluindo alternativas para infraestrutura técnica e localização;
- Resumo do diagnóstico feito na região onde o projeto será implementado;
- Potenciais impactos causados pela implementação do projeto durante sua vida útil, incluindo escolhas metodológicas, quantificação, qualificação e duração;
- Efeitos dos potenciais impactos causados pela implementação do projeto na região impactada;
- Medidas mitigatórias para os impactos negativos inevitáveis;
- Programa de monitoramento dos impactos;
- Conclusão.

No caso da atividade de projeto, foram conduzidos estudos ambientais para a emissão das licenças conforme exigido pelas agências ambientais. Em geral, os principais impactos associados à construção e operação de pequenas centrais hidrelétricas são os seguintes:

Ambiente Físico:

- Interferência no microclima local;
- Alteração da variabilidade de água;
- Alteração da dinâmica e composição de sedimentos à montante e à jusante da represa;
- Interferência com usos múltiplos de recursos hídricos: navegação, irrigação, suprimento, controle de inundação, lazer, turismo etc.;
- Aumento de água subterrânea.

Ambiente Biótico:

- Alteração da estrutura física, química e biológica do meio ambiente;
- Fragmentação de formações vegetais;
- Impactos na fauna e na flora.

Ambiente cultural e socioambiental:

- Interferência na organização físico-territorial urbana e rural;
- Proliferação de zoonoses e doenças zoonóticas;
- Perda de atividades econômicas (agricultura, exploração vegetal, exploração mineral e atividade pesqueira);
- Inundação de áreas arqueológicas;
- Desaparecimento de áreas paisagísticas, da construção de valores culturais e de áreas de cavernas.

Uma descrição detalhada dos potenciais impactos causados pela implementação de pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta é apresentada nos estudos ambientais, fornecidos à EOD durante a validação.

Medidas mitigatórias e compensatórias implementadas pelos desenvolvedores do projeto visando à redução de potenciais impactos causados pela implementação da atividade de projeto são descritas na seção D.2.

D.2. Avaliação de impacto ambiental

>>

Os potenciais impactos causados pela implementação da atividade de projeto foram analisados nas fases de licenciamento ambiental, sendo considerados na elaboração de estudos ambientais para retenção das licenças. A fim de mitigar e/ou compensar tais impactos, foram implementados os seguintes programas e medidas:

Bonfante:

Recuperação de áreas degradadas; Monitoramento da qualidade da água e ictiofauna; Compensação pelas Atividades de Mineração; Monitoramento do Nível de Águas Subterrâneas; Restauração de Bancos e Controle de Processos de Erosão; Compensação de propriedades e melhorias e gestão da população; Saneamento ambiental; Recreação e lazer; Comunicação social; Plano ambiental para a construção; Patrimônio histórico; Plano Ambiental de Conservação e Uso da Área do Reservatório; Limpeza de Reservatório.

Calheiros:

Projeto Básico de Infraestrutura; Programa de Monitoramento de Assoreamento do Reservatório; Programa de Monitoramento de Processo de Erosão dos Bancos do Reservatório; Plano de Remoção de Áreas Diretamente Atingidas; Recuperação de Áreas Degradadas; Medidas de Mitigação para Áreas com Fluxo Reduzido; Programa De Resgate da Ictiofauna; Plano de Monitoramento; Programa de Resgate da Fauna; Plano de Monitoramento Limnológico e da Qualidade da Água; Relacionamento com a Comunidade – Programa De Comunicação Social; Programa de Apoio aos Municípios; Programa de Saúde do Trabalho; Projeto Arqueológico de Prospecção; Projeto de Negociação de Terrenos; Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório; Gestão Ambiental; Programa de Fortalecimento das Unidades de Conservação; Programa de Monitoramento De Anfíbios e Répteis.

Carangola:

Programa de Controle do Canteiro de Obras; Programa de Recuperação de Áreas Degradadas; Programa de Recuperação de Mata Ciliar; Programa de Resgate da Flora; Programa de Desmatamento; Programa de Monitoramento da Qualidade da Água; Programa de Preservação da Ictiofauna; Programa de Monitoramento e Resgate da Ictiofauna; Subprograma de Implantação de Mecanismo de Transposição; Programa de Comunicação Social; Programa de Educação Ambiental; Programa de Negociação; Programa de Recuperação da Infraestrutura Afetada; Programa de Fortalecimento de Ação para as Comunidade e Serviços Públicos; Plano de Monitoramento Socioambiental; Programa de Segurança; Programa de Educação Patrimonial/Resgate Arqueológico; Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório; Programa de Coordenação Ambiental; Programa de Apoio a Atividades Turismo e Lazer; Plano de Assistência Social.

Fumaça IV:

Programa de Controle de Resíduos e de Águas Residuais no Canteiro de Obras; Programa de Controle do Processo de Erosão; Programa de Recuperação de Áreas Degradadas; Plano de Monitoramento Limnológico e da Qualidade da Água; Programa de Recuperação de Mata Ciliar; Programa de Desmatamento; Programa de Compensação Ambiental; Programa de Conservação da Ictiofauna; Programa de Resgate da Fauna; Programa de Monitoramento; Programa de Comunicação Social; Programa de Educação Ambiental; Programa de Prospecção Arqueológica; Programa de Negociação de Terreno; Programa de Educação Patrimonial; Programa de Fortalecimento de Ação para a Comunidade e Serviços Públicos; Programa de Registro da Memória da Cachoeira da Fumaça; Programa de Restauração da Cachoeira Emília; Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório; Programa de Coordenação Ambiental.

Funil:

Programa de Controle Ambiental no Canteiro de Obras; Programa de Monitoramento do Processo de Erosão do Reservatório; Programa de Recuperação de Áreas Degradadas; Programa de Resgate da Flora; Programa de Desmatamento; Programa de Recuperação de Mata Ciliar; Programa de Preservação Da Ictiofauna; Plano de Monitoramento da Qualidade da Água; Programa de Monitoramento de Aves; Programa de Resgate da Fauna; Programa de Educação Ambiental; Programa de Comunicação Social; Programa de Negociação de

Terreno; Programa de Educação Patrimonial; Prospecção Arqueológica; Fortalecimento do Programa de Apoio a Serviços Públicos e Comunidades; Programa de Assistência à Saúde; Plano de Assistência Social; Plano Ambiental para o Uso das Áreas Circundantes; Plano de Monitoramento Socioeconômico; Plano de Monitoramento de Assoreamento do Reservatório; Programa de Coordenação Ambiental.

Irara:

Gestão Ambiental; Projeto de Informação Ambiental; Projeto de Educação Ambiental; Segurança; Assistência Médica; Resgate do Patrimônio Arqueológico; Negociação de Terreno; Plano Diretor para o Reservatório e Entorno; Monitoramento de Fluxos a Montante e a Jusante; Programa de Limpeza do Reservatório; Programa de Resgate da Flora; Incentivo à Restauração da Mata Ciliar; Programa de Combate e Prevenção de Incêndios; Resgate da Fauna; Resgate da Ictiofauna; Programa de Monitoramento da Avifauna, Anfíbios, Répteis e Mamíferos; Programa de Monitoramento da Ictiofauna; Programa de Monitoramento da Qualidade da Água; Monitoramento e Controle das Macrófitas Aquáticas; Criação de Unidades de Conservação.

Jataí:

Educação Ambiental e Programa de Saúde do Trabalho; Resgate da Flora e Restauração da Paisagem; Programa de Gerenciamento e Monitoramento da Fauna; Programa de Criação de Parque Linear; Programa de Monitoramento e Controle de Insetos; Programa de Recuperação de Áreas Degradadas; Programa de Gerenciamento e Monitoramento de Aves; Programa de Resgate e Conservação da Ictiofauna; Programa de Gestão Ambiental; Programa de Controle de Assoreamento; Programa de Controle de Instalação e Acampamento; Controle Ambiental na Área de Vazão Reduzida; Programa de Negociação de Terrenos e Benfeitorias; Programa de Apoio Institucional; Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório; Programa de Monitoramento da Qualidade da Água; Informação Ambiental Para a População das Zonas Circundantes; Programa de Resgate e Levantamento do Patrimônio Arqueológico; Programa de Prevenção de Acidentes com Veneno em Animais.

Monte Serrat:

Programa de Recuperação de Áreas Degradadas; Programa de Monitoramento da Ictiofauna e da Qualidade da Água; Compensação Pelas Atividades de Mineração; Monitoramento do Nível de Águas Subterrâneas; Controle de Processos de Erosão e Restauração de Bancos; Indenização de Imóveis e Gestão da População Reassentada; Programa de Saneamento Ambiental; Programa de Recreação e Lazer; Programa de Comunicação Social; Plano Ambiental para a Construção; Programa de Patrimônio Histórico; Plano Ambiental de Conservação e Uso do Reservatório; Limpeza de Reservatório.

PCH Santa Fé:

Programa de Recuperação de Áreas Degradadas; Limpeza de Reservatório e Supressão de Vegetação; Programa de Compensação Ambiental; Programa de Reorganização da Infraestrutura; Indenização de Imóveis e Gestão da População Reassentada; Programa de Proteção de Margens de Rios e Reservatórios; Programa de Estudos e Preservação de Patrimônio Arqueológico; Levantamento e Resgate do Patrimônio Arqueológico; Programa de Valorização do Patrimônio; Programa de Apoio a Atividades de Recreação e Lazer; Programa de Preservação da Fauna e Flora; Programa de Monitoramento e Conservação da Ictiofauna; Programa de Monitoramento de Assoreamento e Fluxo; Programa de Monitoramento Limnológico e da Qualidade da Água; Programa de Comunicação Social; Programa de Educação Ambiental; Programa de Monitoramento de Águas Subterrâneas; Acompanhamento do Programa de Direitos Minerários; Programa de Conservação e Uso da Área do Reservatório.

São Joaquim:

Programa de Monitoramento do Clima; Programa de Monitoramento Hidrológico; Caracterização da Intrusão de Água Salina na Região de Anchieta; Programa de Recuperação de Bacias Hidrográficas; Programa de Recuperação de Áreas Degradadas; Plano de Monitoramento da Ictiofauna; Programa de Resgate da Fauna; Programa de Comunicação Social; Programa de Desenvolvimento do Turismo e Lazer; Programa de Reflorestamento das Áreas Circundantes do Reservatório; Programa Prioritário de Trabalho Local; Programa de Preservação da Flora; Plano Ambiental para a Construção; Programa de Implementação da Unidade de Preservação; Programa de Prospecção Arqueológica; Programa de Negociação de Terrenos.

São Pedro:

Programa de Prevenção, Controle e Monitoramento de Processos de Erosão; Plano de Monitoramento Qualitativo e Quantitativo de Recursos Hídricos; Programa de Pesquisa de Cargas de Poluição para os Rios Córrego do Gordo e Jucu Braço Norte; Controle de Emissão Atmosférica; Programa de Produção da Semeadura e Sementes de Coleta; Programa de Resgate da Flora; Programa de Recuperação de Áreas Degradadas; Reflorestamento das Áreas Circundantes do Programa de Reservatório; Programa de Resgate da Fauna; Programa de Monitoramento da Ictiofauna, Anfíbios, Répteis e Aves; Plano de Monitoramento Qualitativo e Quantitativo das Comunidades Planctônicas; Plano Ambiental de Conservação e Uso do

Entorno do Reservatório; Programa de Criação de Unidade de Conservação; Educação Ambiental; Programa de Incentivo ao Turismo e Recreação; Programa de Prospecção Arqueológica.

São Simão:

Programa de Educação Ambiental; Prevenção do Processo de Erosão; Programas de Controle e Monitoramento; Plano de Monitoramento Qualitativo e Quantitativo de Recursos Hídricos; Programa de Recuperação de Áreas Degradadas; Programa de Produção da Semeadura e Sementes de Coleta; Programa de Resgate da Flora; Programa de Reflorestamento das Áreas Circundantes do Reservatório; Programa de Monitoramento da Ictiofauna, Anfíbios, Répteis, Aves e Mamíferos; Programa de Criação de Unidades de Conservação; Programa de Resgate da Fauna; Programa de Incentivo ao Turismo e Recreação; Programa de Prevenção de Acidentes; Programa de Prospecção Arqueológica.

Todos os projetos incluídos na atividade de projeto proposta estão operacionais e possuem as licenças apresentadas na tabela a seguir. Nos casos em que a licença operacional expirou, um protocolo de renovação é apresentado para demonstrar que os desenvolvedores do projeto solicitaram a renovação da licença e que esta se encontra em processo de renovação na agência ambiental.

Tabela 23 - Licenças ambientais emitidas para pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta

PCH	Agência Ambiental	Número da Licença de Operação (LO)	Data de emissão da LO	Validade da LO	Protocolo de Renovação
São Pedro	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	197/2014	06/08/2014	06/08/2018	Sim
Carangola	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD)	089/ZM	22/10/2007	22/10/2013	Sim
Calheiros	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	686/2007	31/10/2011	31/10/2021	Não
São Simão	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	273/2014	13/11/2014	13/11/2018	Sim
Funil	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD)	378/2007	27/12/2007	27/12/2011	Sim
São Joaquim	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	299/2012	08/11/2012	08/11/2016	Não
Fumaça IV	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	739/2008	04/01/2016	04/01/2022	Não
Jataí	Secretaria de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos de Goiás (SEMARH)	3359/2011	21/12/2011	21/12/2015	Sim
Irara	Secretaria de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos de Goiás (SEMARH)	1185/2010	22/12/2010	10/01/2020	Não
Bonfante	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	756/2008	26/06/2013	26/06/2018	Sim
Monte Serrat	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	811/2008	05/08/2014	05/08/2024	Sim
Santa Fé	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	702/2007	13/06/2013	13/06/2018	Não

Tendo em vista que as licenças foram emitidas para implementação dos projetos conforme mencionado acima, os estudos ambientais foram conduzidos durante o processo de licenciamento e os impactos para a implementação do projeto foram considerados mínimos; caso contrário, as licenças não seriam emitidas. Cópias das licenças e solicitações de renovação encontram-se disponíveis com os Participantes do Projeto e foram apresentadas à EOD durante a validação.

SEÇÃO E. Consulta a partes interessadas locais

E.1. Solicitação de comentários de partes interessadas locais

>>

A Autoridade Nacional Designada brasileira, Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima, requer comentários de partes interessadas locais, bem como um relatório de validação emitido por uma EOD autorizada, de acordo com a Resolução nº 7 da CIMGC, de 5 de março de 2008, a fim de fornecer a Carta de Aprovação.

De acordo com a Resolução nº 7/2008⁴⁵ da CIMGC:

“Se as atividades de projeto estiverem localizadas em apenas um ou em vários distritos, dentro dos limites geográficos de um único estado (Estado/Distrito Federal), as cartas-convite deverão ser enviadas, no mínimo, às seguintes partes interessadas:

- ✓ Prefeitura de cada distrito envolvido;
- ✓ Câmara Municipal de cada distrito envolvido;
- ✓ Órgão ambiental estatal;
- ✓ Órgãos ambientais municipais;
- ✓ Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento - FBOMS
- ✓ Associações comunitárias cujos objetivos estejam direta ou indiretamente relacionados à atividade de projeto;
- ✓ Os Procuradores-Gerais estaduais dos estados envolvidos ou, dependendo do caso, o Procurador-Geral do Distrito Federal e territórios;
- ✓ Procurador-Geral da República.

Se as atividades de projeto envolverem mais de um estado e forem submetidas à Comissão Interministerial em um único Documento de Concepção de Projeto, mediante agrupamento, as cartas-convite devem ser enviadas, no mínimo, às mesmas partes interessadas supramencionadas, para cada atividade de projeto incluída no agrupamento, considerando o limite geográfico de cada distrito e estado envolvidos.

Se os limites de uma atividade de projeto vão além dos limites de um ou mais estados ou do Distrito Federal, mas a atividade não envolver agrupamento e for submetida à CIMGC num único DCP, mediante agrupamento, as cartas-convite deverão ser enviadas, no mínimo, às seguintes partes interessadas:

- ✓ Governo de cada estado ou Distrito Federal envolvido;
- ✓ Assembleia Legislativa de cada estado envolvido, ou, no caso do Distrito Federal, a Câmara Legislativa;
- ✓ Órgão ambiental federal;
- ✓ Órgãos ambientais estaduais envolvidos;
- ✓ Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento - FBOMS
- ✓ Entidades nacionais cujos objetivos estejam direta ou indiretamente relacionados à atividade de projeto;
- ✓ Os Procuradores-Gerais estaduais dos estados envolvidos ou, dependendo do caso, o Procurador-Geral do Distrito Federal e territórios;
- ✓ Procurador-Geral da República

Considerando a exigência supracitada, foram enviadas cartas-convite aos seguintes agentes em agosto de 2011 (cópias das cartas e confirmação pelo correio do recebimento da comunicação estão disponíveis mediante solicitação e foram fornecidas à EOD durante a validação):

⁴⁵ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0219/219489.pdf>.

Tabela 24 – Cartas-convite para consulta às partes interessadas em agosto de 2011 – Primeira consulta

PCH	Localização	Prefeitura	Câmara Municipal	Órgãos ambientais municipais	Órgão municipal estatal	Governo dos estados	Assembleia Legislativa
São Pedro	Domingos Martins (ES)	X			X		
Carangola	Carangola (MG)	X	X		X		
Calheiros	Bom Jesus de Itabapoana (RJ)	X	X				
	São José do Calçado (ES)		X		X		
São Simão	Alegre (ES)				X		
Funil	Dores de Guanhões (MG)	X	X		X		
São Joaquim	Alfredo Chaves (ES)	X	X		X		
Fumaça IV	Caiana (MG)	X			X		
	Dores do Rio Preto (ES)	X	X	X	X		
Jataí	Jataí (GO)	X	X	X	X		
Irara	Rio Verde (GO)				X		
Bonfante	Simão Pereira (MG)	X	X		X		
	Comendador Levy Gasparian (RJ)	X	X				
Monte Serrat	Simão Pereira (MG)				X		
	Comendador Levy Gasparian (RJ)		X				
Santa Fé	Comendador Levy Gasparian (RJ)		X				
	Santana do Deserto (MG)		X		X		
	Três Rios (RJ)						

PCH	Localização	FBOMS	Órgão ambiental federal	Associações comunitárias	Procurador-Geral do Estado	Procurador- Geral da República
São Pedro	Domingos Martins (ES)		X	X	X	X
Carangola	Carangola (MG)		X	X	X	X
Calheiros	Bom Jesus de Itabapoana (RJ)		X	X	X	X
	São José do Calçado (ES)		X	X	X	X
São Simão	Alegre (ES)		X	X	X	X
Funil	Dores de Guanhões (MG)		X	X	X	X
São Joaquim	Alfredo Chaves (ES)		X	X	X	X
Fumaça IV	Caiana (MG)		X	X	X	X
	Dores do Rio Preto (ES)		X	X	X	X
Jataí	Jataí (GO)		X	X		X
Irara	Rio Verde (GO)		X			X
Bonfante	Simão Pereira (MG)		X		X	X
	Comendador Levy Gasparian (RJ)		X	X	X	X
Monte Serrat	Simão Pereira (MG)		X		X	X
	Comendador Levy Gasparian (RJ)		X	X	X	X
Santa Fé	Comendador Levy Gasparian (RJ)		X	X	X	X
	Santana do Deserto (MG)		X	X	X	X
	Três Rios (RJ)		X		X	X

Caso haja impossibilidade de comprovar o envio das cartas-convite para consulta de partes interessadas em conformidade com a Resolução nº 7/2008, a Resolução nº 10 da CIMGC, de 22 de maio de 2013⁴⁶, determina que audiências públicas deverão ser conduzidas com todos os atores envolvidos, interessados e/ou afetados pelas atividades de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Como foi identificada a falta de algumas cartas-convite a algumas entidades durante a validação, foram enviadas cartas-convite para consulta pública às seguintes partes interessadas em maio de 2014:

- Governo dos estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Goiás;
- Assembleia Legislativa dos estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Goiás;
- Instituto Estadual do Ambiente (Inea);
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento - FBOMS
- Ministério Público do estado de Goiás.

Contudo, durante a validação de MDL surgiram dúvidas e mal-entendidos relacionados à 2ª audiência pública conduzida pelos PPs, uma vez que nem todas as partes interessadas listadas mencionadas na Resolução nº 7/2008 da CIMGC foram convidadas, somente as entidades faltantes envolvidas no projeto. Além disso, houve dúvidas relacionadas às entidades a serem consideradas no processo de consulta às partes interessadas, uma vez que há projetos incluídos no DCP que se encontram localizados em mais de um estado e há projetos localizados em um único estado do País Anfitrião. A EOD também revelou algumas preocupações relacionadas à reunião pública realizada em maio de 2014, uma vez que foi centralizada no Rio de Janeiro e não foi conduzida em outros municípios/estados nos quais a atividade de projeto foi desenvolvida. Por esse motivo, diversas consultas foram feitas à AND brasileira, à EOD e à Equipe de MDL, conforme a seguir:

⁴⁶ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0226/226477.pdf>.

Tabela 25 – Cronograma para consultas aos Participantes do Projeto relacionadas ao procedimento para consulta de partes interessadas locais

Data	Remetente	Conteúdo
03/12/2012	Eletrobrás	Pedido de esclarecimento à CIMGC relacionado à possibilidade de consulta às partes interessadas locais ("CPIL") mediante prova de recebimento eletrônica.
17/12/2012	CIMGC	Não aceitação da consulta por meio eletrônico e confirmação da consulta às partes interessadas 15 dias antes do início do processo de validação de MDL ("IPIG", Início de Parte Interessada Global). O pedido do participante do projeto foi analisado durante a 14ª Reunião Extraordinária realizada em 11/12/2012.
17/12/2012	Eletrobrás	O Participante do Projeto informou à CIMGC que o processo de validação de MDL da atividade de projeto proposta se iniciou em 05/10/2012 e, portanto, foi necessário um procedimento para se conduzir a CPIL.
22/07/2014	Eletrobrás	O Participante do Projeto informou o status do processo de CPIL à época, isto é, cartas-convite enviadas em agosto de 2011 e reunião pública realizada em maio de 2014 com as entidades faltantes não convidadas em agosto de 2011.
23/07/2014	CIMGC	Confirmação de que a reunião pública deve ser conduzida com todas as partes interessadas listadas na resolução nº 10/2013 da CIMGC.
07/08/2014	Eletrobrás	O Participante do Projeto solicitou esclarecimento com respeito a se a reunião pública poderia ser realizada em um único local com todas as partes interessadas, uma vez que a resolução não deixava clara essa possibilidade.
12/08/2014	CIMGC	A CIMGC confirmou que a solicitação feita pelo Participante do Projeto seria analisada durante a 82ª Reunião Extraordinária em 26/09/2014.
10/09/2014	-	Reunião com o participante do projeto (Eletrobrás), o Ministério de Minas e Energia (MME), o Ministério do Meio Ambiente (MMA) e o Ministério de Ciência, Tecnologia e Informação (MCTI) para discutir a CPIL da atividade de projeto proposta.
18/09/2014	Eletrobrás	O Participante do Projeto enviou uma carta formal informando o status da atividade de projeto proposta e a contribuição destes projetos à sustentabilidade do País Anfitrião. Além disso, informou que todas as partes interessadas listadas na resolução nº 7/2008 da CIMGC participaram de alguma forma no processo de consulta entre agosto de 2011 e maio de 2014.
30/09/2014	CIMGC	A CIMGC sugeriu uma paralisação temporária do processo de validação de MDL para preparação do convite a comentários das partes interessadas locais seguindo a Resolução nº 7/2008 da CIMGC. O processo de validação começará 15 dias após o convite a comentários das partes interessadas locais, pela publicação da versão mais recente do DCP no site da CQNUMC para consulta. Nesse caso, o EOD providenciará a republicação do DCP no site da UNFCCC explicando as razões apresentadas pela AND brasileira.
17/10/2014	EOD	Pedido de esclarecimento à equipe de MDL para republicação do DCP no site da CQNUMC considerando a sugestão da AND brasileira em 30/09/2014.
04/11/2014	CQNUMC	A equipe de MDL confirma que os aditivos/correções de acordo com os requisitos da AND brasileira poderiam ser feitos durante a validação de MDL após recondução do IPIG sem republicação da CPIL para GSP.
18/11/2014	Eletrobrás	O Participante do Projeto encaminha a resposta da Equipe de MDL à CIMGC.
24/11/2014	CIMGC	A CIMGC confirma que a descrição do novo processo de IPIG deverá ser incluída no DCP e no Relatório de Validação. Informou que, embora nenhuma republicação fosse feita no site da CQNUMC, todas as provas documentais da nova CPIL deverão ser disponibilizadas publicamente no site da CQNUMC durante o registro do projeto.
08/12/2014	Eletrobrás	Os Participantes do Projeto conduziram uma nova CPIL por meio de convite a comentários de todas as partes interessadas listadas na Resolução nº 7/2008 da CIMGC.

Conforme apresentado na tabela acima, os Participantes do Projeto conduziram uma nova CPIL em dezembro de 2014 através do convite a comentários das partes interessadas aplicáveis listadas na Resolução nº 7/2008 da CIMGC conforme indicado pela CIMGC.

A descrição detalhada dos comentários recebidos durante as etapas da consulta às partes interessadas locais está presente nas seções a seguir. Todas as evidências documentadas foram fornecidas para a EOD.

E.2. Resumo dos comentários recebidos

>>

Conforme mencionado na seção E.1, a consulta às partes interessadas da atividade de projeto proposta foi conduzida 2 (dois) estágios:

- Primeiro estágio: cartas-convite para comentários perante o Processo Global de Partes Interessadas (PGPI), conforme exigido pela AND brasileira – Resolução nº 7/2008 da CIMGC. As cartas foram enviadas em agosto de 2011. Nenhum comentário foi recebido com respeito a esse convite;
- Segundo estágio: devido à impossibilidade de comprovação do cumprimento do primeiro estágio, foram enviadas cartas-convite para todos os atores envolvidos, interessados e/ou afetados pelas atividades de projeto ou programas de atividades no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo a participação de uma consulta pública, conforme exigido pela AND brasileira – Art. 1º da Resolução nº 10/2013 da CIMGC. A reunião pública foi realizada pelos Participantes do Projeto em 26 de maio de 2014.

Na ocasião, representantes da Eletrobrás esclareceram os objetivos da reunião e a conformidade da atividade de projeto com as exigências da AND brasileira. Foram apresentados uma visão geral da alteração climática, a Política Nacional de Mudança Clima (PNMC) e o Protocolo de Quioto. Também foi apresentada uma introdução aos objetivos do Proinfa e créditos de carbono das pequenas centrais hidrelétricas da atividade proposta – São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat e Santa Fé.

Foram feitos os seguintes comentários durante essa reunião:

Comentário 1: Sra. Márcia Valle Real – representante da Secretaria Ambiental do Estado do Rio de Janeiro (SEEMA/RJ): A Sra. Márcia esclareceu que pode ser determinado um estado “oficial” para a localização dos projetos dentro dos limites de um ou mais estados. Além disso, todo o processo de licenciamento ambiental é de responsabilidade do Instituto Estadual do Ambiente (Inea/RJ).

Comentário 2: Sr. Sérgio Soares da Silva – representante do Ministério Público do estado de Goiás: O Sr. Sérgio levantou as seguintes questões: (i) Como a Eletrobrás tem lidado com a renovação da Licença Operacional para projetos do Proinfa? (ii) Por que os projetos envolvendo biomassa foram retirados do processo de MDL?

Comentário 3: Sr. Daniel Rennó Tenenwurcel – representante do Governo do estado de Minas Gerais: O Sr. Daniel indagou sobre o período conclusão do registro de MDL da atividade de projeto proposta.

Terceiro estágio: cartas-convite para comentários foram enviadas visando uma nova CPIL, conforme sugestão da AND brasileira em consonância com a CQNUMC. Nenhum comentário foi recebido durante esta consulta, exceto para o Procurador-Geral da República informando que as consultas relacionadas aos projetos de MDL deveriam ser feitas para o Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) - a AND brasileira. Também foi informado que o Procurador-Geral da República não pode fornecer serviços de consultoria para entidades públicas e privadas.

E.3. Relatório em consideração aos comentários recebidos

>>

No primeiro estágio da consulta pública relacionada à atividade de projeto proposta, nenhum comentário foi recebido. Contudo, durante o segundo estágio, foram recebidos comentários, que foram documentados nas atas de reunião de 26 de maio de 2014.

Comentários referentes à reunião pública realizada em 26 de maio de 2014 foram apresentados na seção acima e um relatório em consideração aos comentários/respostas aos comentários recebidos é apresentado a seguir:

Comentário 1: a Participante do Projeto Eletrobrás confirmou que as resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) foram satisfeitas/cumpridas.

Comentário 2: a Participante do Projeto Eletrobrás afirmou que o pagamento pela aquisição de energia elétrica é suspenso em casos em que os participantes do projeto não regulam as licenças de seus projetos. Em alguns casos, o contrato pode ser rescindido. Com relação aos projetos de biomassa do Proinfa, a Eletrobrás esclareceu que não foram excluídos do programa, mas não aderem aos requisitos e metodologias de MDL.

Comentário 3: a Participante do Projeto Eletrobrás afirmou que o período estimado para conclusão do processo de MDL é de 6 (seis) meses.

Nenhum comentário foi recebido durante o terceiro estágio do processo de CPIL, somente a declaração do Procurador-Geral da República isentando sua opinião, nenhuma ação foi tomada pelos Participantes do Projeto com relação a essa carta.

SEÇÃO F. Aprovação e autorização

>>

A única Parte envolvida na atividade de projeto proposta é o País Anfitrião, o Brasil. No Brasil, para se obter a Carta de Aprovação (CdA), os Participantes do projeto devem encaminhar o Relatório para Validação Final à Autoridade Nacional Designada, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC).

Os procedimentos estabelecidos pela Autoridade Nacional Designada brasileira para se obter a CdA encontram-se delineados na Resolução nº 1 de 11 de setembro de 2003. Mais informações relacionadas aos métodos e procedimentos para emissão da CdA brasileira podem ser obtidos no “Manual para submissão de atividades de projeto no âmbito do MDL”), disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0025/25268.pdf>.

Apêndice 1. Informações de contato dos participantes do projeto e indivíduos/entidades responsáveis

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS
Rua/Caixa Postal	Rua do Ouvidor, 107 – 5º andar
Prédio	Leonel Miranda
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20040-030
País	Brasil
Telefone	(021) 2514-5894
Fax	(021) 2514-5811
E-mail	camargo@eletrobras.com
Site	
Nome do contato	Jorge de Oliveira Camargo
Cargo	Gerente da Divisão de Estudos de Mercado
Tratamento	Sr.
Último nome	Camargo
Sobrenome	de Oliveira
Nome	Jorge
Departamento	Departamento de Estudos de Expansão Energética - GCE
Celular	-
Fax direto	+55 (21) 2514-5811
Tel. direto	+55 (21) 2514-5893
E-mail pessoal	camargo@eletrobras.com

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS
Rua/Caixa Postal	Rua do Ouvidor, 107 – 5º andar
Prédio	Leonel Miranda
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20040-030
País	Brasil
Telefone	(021) 2514-5894
Fax	(021) 2514-5811
E-mail	camargo@eletrobras.com
Site	
Nome do contato	Jorge de Oliveira Camargo
Cargo	Gerente da Divisão de Estudos de Mercado
Tratamento	Sr.
Último nome	Camargo
Sobrenome	de Oliveira
Nome	Jorge
Departamento	Departamento de Estudos de Expansão Energética - GCE
Celular	-
Fax direto	+55 (21) 2514-5811
Tel. direto	+55 (21) 2514-5893
E-mail pessoal	camargo@eletrobras.com

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	São Pedro Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Avenida Prudente de Moraes, 1250 10º and 11º andares
Prédio	-
Cidade	Belo Horizonte
Estado/Região	Minas Gerais
CEP	30380-252
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Site	-
Nome do contato	Mr. Edvaldo Santana
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Santana
Sobrenome	
Nome	Edvaldo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (31) 3527-9100
E-mail pessoal	edvaldosantana@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	Carangola Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Avenida Prudente de Moraes, 1250 10º and 11º andares
Prédio	-
Cidade	Belo Horizonte
Estado/Região	Minas Gerais
CEP	30380-252
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Site	-
Nome do contato	Mr. Edvaldo Santana
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Santana
Sobrenome	
Nome	Edvaldo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (31) 3527-9100
E-mail pessoal	edvaldosantana@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	Calheiros Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Avenida Prudente de Moraes, 1250 10º and 11º andares
Prédio	-
Cidade	Belo Horizonte
Estado/Região	Minas Gerais
CEP	30380-252
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Site	-
Nome do contato	Mr. Edvaldo Santana
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Santana
Sobrenome	
Nome	Edvaldo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (31) 3527-9100
E-mail pessoal	edvaldosantana@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	São Simão Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Avenida Prudente de Moraes, 1250 10º and 11º andares
Prédio	-
Cidade	Belo Horizonte
Estado/Região	Minas Gerais
CEP	30380-252
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Site	-
Nome do contato	Mr. Edvaldo Santana
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Santana
Sobrenome	
Nome	Edvaldo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (31) 3527-9100
E-mail pessoal	edvaldosantana@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	Funil Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Avenida Prudente de Moraes, 1250 10º and 11º andares
Prédio	-
Cidade	Belo Horizonte
Estado/Região	Minas Gerais
CEP	30380-252
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Site	-
Nome do contato	Mr. Edvaldo Santana
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Santana
Sobrenome	
Nome	Edvaldo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (31) 3527-9100
E-mail pessoal	edvaldosantana@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	São Joaquim Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Avenida Prudente de Moraes, 1250 10º and 11º andares
Prédio	-
Cidade	Belo Horizonte
Estado/Região	Minas Gerais
CEP	30380-252
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Site	-
Nome do contato	Mr. Edvaldo Santana
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Santana
Sobrenome	
Nome	Edvaldo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (31) 3527-9100
E-mail pessoal	edvaldosantana@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	Caparaó Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Avenida Prudente de Moraes, 1250 10º and 11º andares
Prédio	-
Cidade	Belo Horizonte
Estado/Região	Minas Gerais
CEP	30380-252
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Site	-
Nome do contato	Mr. Edvaldo Santana
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Santana
Sobrenome	
Nome	Edvaldo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (31) 3527-9100
E-mail pessoal	edvaldosantana@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	Jataí Energética S/A
Rua/Caixa Postal	Avenida Prudente de Moraes, 1250 10º and 11º andares
Prédio	-
Cidade	Belo Horizonte
Estado/Região	Minas Gerais
CEP	30380-252
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Site	-
Nome do contato	Mr. Edvaldo Santana
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Santana
Sobrenome	
Nome	Edvaldo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (31) 3527-9100
E-mail pessoal	edvaldosantana@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	Irara Energética S/A
Rua/Caixa Postal	Avenida Prudente de Moraes, 1250 10º and 11º andares
Prédio	-
Cidade	Belo Horizonte
Estado/Região	Minas Gerais
CEP	30380-252
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Site	-
Nome do contato	Mr. Edvaldo Santana
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Santana
Sobrenome	
Nome	Edvaldo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (31) 3527-9100
E-mail pessoal	edvaldosantana@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	Bonfante Energética S/A
Rua/Caixa Postal	Avenida Prudente de Moraes, 1250 10º and 11º andares
Prédio	-
Cidade	Belo Horizonte
Estado/Região	Minas Gerais
CEP	30380-252
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Site	-
Nome do contato	Mr. Edvaldo Santana
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Santana
Sobrenome	
Nome	Edvaldo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (31) 3527-9100
E-mail pessoal	edvaldosantana@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	Monte Serrat Energética S/A
Rua/Caixa Postal	Avenida Prudente de Moraes, 1250 10º and 11º andares
Prédio	-
Cidade	Belo Horizonte
Estado/Região	Minas Gerais
CEP	30380-252
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Site	-
Nome do contato	Mr. Edvaldo Santana
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Santana
Sobrenome	
Nome	Edvaldo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (31) 3527-9100
E-mail pessoal	edvaldosantana@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	☒ Participante do Projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da seleção das metodologias e onde aplicada, a seleção da linha de base padronizada para a atividade do projeto
Nome da organização	Santa Fé Energética S/A
Rua/Caixa Postal	Avenida Prudente de Moraes, 1250 10º and 11º andares
Prédio	-
Cidade	Belo Horizonte
Estado/Região	Minas Gerais
CEP	30380-252
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Site	-
Nome do contato	Mr. Edvaldo Santana
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Santana
Sobrenome	
Nome	Edvaldo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (31) 3527-9100
E-mail pessoal	edvaldosantana@brasilpch.com.br

Apêndice 2. Afirmação relacionada a financiamento público

Nenhum financiamento público está envolvido no presente projeto.

O projeto não constitui uma ODA divergente de um país do Anexo 1.

Apêndice 3. Aplicabilidade da metodologia e parâmetros padronizados

Esta seção está intencionalmente em branco. Para mais detalhes, favor consultar a seção B.2

Apêndice 4. Mais informações contextuais sobre o cálculo ex- ante de reduções de emissão

Esta seção está intencionalmente em branco. Para mais detalhes, favor consultar as seções B.6.1 e B.6.3 acima.

Apêndice 5. Mais informações contextuais sobre o plano de monitoramento

Não se aplica

Apêndice 6. Resumo de mudanças pós-registro

Não se aplica.

Informações do documento

<i>Versão</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição</i>
07.0	15 de abril de 2016	Revisão para garantir a coerência com a “Standard: Applicability of sectoral scopes” (CDM-EB88-A04-STAN) (version 01.0).
06.0	9 de março de 2015	Revisões para: • Inclua as disposições relacionadas à declaração sobre a inclusão errônea de um CPA; • Inclua as disposições relacionadas a entrega atrasada do plano de monitoramento; • Disposições relacionadas à consulta às partes interessadas locais; • Disposições relacionadas ao Anfitrião; • Aprimoramento editorial.
05.0	25 de junho de 2014	Revisões para: • Inclua o Anexo: Instruções para preenchimento do documento de concepção do projeto para atividades do projeto de MDL (essas instruções suplantam as "Orientações para preenchimento do formulário de concepção do projeto" (Versão 01.0)); • Incluir provisões relacionadas às referências padronizadas; • Adicionar informações de contato relacionadas a indivíduos/entidades responsáveis pela aplicação da metodologia da atividade de projeto na seção B.7.4 e no Apêndice 1; • Alterar o número de referência de <i>F-CDM-PDD</i> para <i>CDM-PDD-FORM</i>; • Aprimoramento editorial.
04.1	11 de abril de 2012	Revisão editorial para alterar a linha da versão na caixa histórica do Anexo 06 para Anexo 06b.
04.0	13 de março de 2012	Revisão necessária para se garantir consistência com as “Orientações para preenchimento do formulário de concepção do projeto para atividades do projeto de MDL” (EB 66, Anexo 8).
03.0	26 de julho de 2006	EB 25, Anexo 15
02.0	14 de junho de 2004	EB 14, Anexo 06b
01.0	03 de agosto de 2002	EB 05, Parágrafo 12 Adoção inicial.

Classe de Decisão: Regulatória

Tipo de documento: Formulário

Função Comercial: Registro

Palavras-chave: atividades de projeto, documento de concepção do projeto