



**Formulário de concepção do projeto
para as atividades de projeto de MDL**

(Versão 05.0)

Preencha este formulário de acordo com o anexo "Instruções para o preenchimento do formulário de concepção do projeto para as atividades de projeto de MDL", localizado ao final deste documento.

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade de projeto	Projetos de usinas hidrelétricas de pequeno porte: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé, doravante referidas como grupo ("agrupamento").
Número da versão do DCP	03
Data de conclusão do DCP	18/07/2014
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
Parte anfitriã	Brasil
Âmbito setorial e metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, linha(s) de referência padronizada selecionada(s)	Âmbito setorial: 1 - Indústrias energéticas (fontes renováveis - / não renováveis). ACM0002: "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 15.0).
Quantidade estimada da média de reduções anuais de emissões de GEE	639,005 tCO ₂ e

SEÇÃO A. Descrição da atividade de projeto

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

O objetivo principal da atividade de projeto proposta é auxiliar no atendimento à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e aprimorar o fornecimento de energia elétrica, além de contribuir para a sustentabilidade ambiental, social e econômica por meio do aumento da quota de energias renováveis no consumo total de energia elétrica para o Brasil (e para as regiões da América Latina e do Caribe).

O processo de privatização do setor elétrico, iniciado em 1995, começou com a expectativa de tarifas adequadas (menos subsídios) e melhores preços para os geradores. Atraiu a atenção dos investidores para possíveis alternativas que não estavam disponíveis no mercado de eletricidade centralmente planejado. Infelizmente, o mercado energético brasileiro não dispunha de um plano de expansão consistente; o plano de expansão atual contém grandes problemas, como as incertezas políticas e regulatórias. No final da década de 1990, um forte aumento na procura, em contraste com um aumento menor que a média na capacidade instalada, deflagrou a crise de abastecimento / racionamento em 2001/2002. Uma das soluções propostas pelo governo foi o advento de uma legislação flexível, o que favoreceu os pequenos produtores independentes de energia. Além disso, a possível elegibilidade no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Kyoto chamou a atenção dos investidores para pequenos projetos hidrelétricos.

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

Tabela 1 – Pequenas centrais hidrelétricas incluídas neste DCP

PCH	Capacidade Instalada (MW) ¹	Área do reservatório (km ²)	Local / Estado	Responsável pelo desenvolvimento
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

¹ A capacidade instalada das pequenas centrais hidrelétricas foi considerada como a soma das capacidades instaladas de geração de energia de suas unidades energéticas (geradores), conforme exigido pela definição ACM0002. Embora a capacidade instalada da PCH São Pedro ultrapasse 30 MW (critério de elegibilidade para receber a classificação de "PCH" de acordo com a Resolução da Aneel nº 394/1998), todas as usinas incluídas na atividade de projeto proposta são consideradas como PCHs pelo governo brasileiro e, por essa razão, foram selecionadas no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Mais informações relacionadas a essa questão são apresentadas na resposta dos Participantes do Projeto ao Protocolo de Validação (CL 1).

As PCHs foram desenvolvidas no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), cujo principal objetivo é aumentar a quota de fontes de energia renováveis no mercado elétrico brasileiro, contribuindo assim para uma maior sustentabilidade ambiental. Para atingir esse objetivo, o governo brasileiro comissionou a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras a atuar como o principal comprador contratual da produção de eletricidade por celebrar Contratos de Aquisição de Energia (CAEs) de longo prazo.

Antes da implementação da atividade de projeto, nenhuma PC estava operacional na região onde os projetos estavam sendo desenvolvidos. A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitando a geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis, que seriam gerados (e emitidos) na ausência do projeto. Em conclusão, o cenário de referência e o cenário sem a implementação da atividade de projeto são os mesmos. A expectativa é que a atividade de projeto contribua para uma redução de 639,005 tCO₂e/ano, resultando em 6,390,053 tCO₂e durante o período creditado.

De acordo com a ACM0002, no cenário de atividade de projeto, há emissões de metano (CH₄) a partir do reservatório de água de usinas hidrelétricas. No entanto, uma vez que as densidades de potência das PCHs incluídas neste DCP são maiores do que 10 W / m², não há emissões de GEE envolvidos na atividade de projeto.

A atividade de projeto pode ser vista como uma solução por parte do setor privado para o setor elétrico brasileiro, uma vez que pode contribuir para evitar uma nova crise de abastecimento de energia elétrica, auxiliando no desenvolvimento sustentável e tendo um efeito positivo para o país além das reduções evidentes nos GEE.

Embora a atividade de projeto não tenha um impacto positivo relevante no país anfitrião, tendo em vista 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 satisfaz as necessidades atuais sem comprometer a capacidade das gerações futuras de satisfazerem as suas próprias necessidades, conforme definido pela Comissão de Brundtland (1987). Em outras palavras, a implementação de PCHs 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 hidrelétricas com grandes reservatórios e usinas termelétricas à base de combustíveis fósseis, além de conduzir economias regionais, aumentando a qualidade de vida das comunidades locais.

Portanto, o projeto tem indiscutivelmente reduzido os impactos ambientais negativos e desenvolvido as economias regionais, resultando, conseqüentemente, na melhoria da qualidade de vida. Em outras palavras, a sustentabilidade ambiental associada à justiça social e econômica, contribui inegavelmente para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião.

A.2. Localização da atividade de projeto

A.2.1. Parte anfitriã

Brasil.

² ANEEL/SIGEL (2014). Georeferenced Information System from the Electric Sector (“SIGEL from the Portuguese Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico). The Brazilian Power Regulatory Agency (“ANEEL” from the Portuguese Agência Nacional de Energia Elétrica. Information available at: <<http://sigel.aneel.gov.br/kmz.html>>.

³ ANEEL/BIG (2014). “Agentes Produtores Independentes”. Electricity Generation Database (“BIG” from the Portuguese Banco de Informação de Geração). The Brazilian Power Regulatory Agency (“ANEEL” from the Portuguese Agência Nacional de Energia Elétrica. Information available at: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

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**A.2.3. Cidade/Vila/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 geográfica/física**

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

⁴ ANEEL/BIG (2014). "Agentes Produtores Independentes". Electricity Generation Database ("BIG" from the Portuguese Banco de Informação de Geração). The Brazilian Power Regulatory Agency ("ANEEL" from the Portuguese Agência Nacional de Energia Elétrica. Informação disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

⁵ ANEEL/BIG (2014). "Agentes Produtores Independentes". Electricity Generation Database ("BIG" from the Portuguese Banco de Informação de Geração). The Brazilian Power Regulatory Agency ("ANEEL" from the Portuguese Agência Nacional de Energia Elétrica. Informação disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

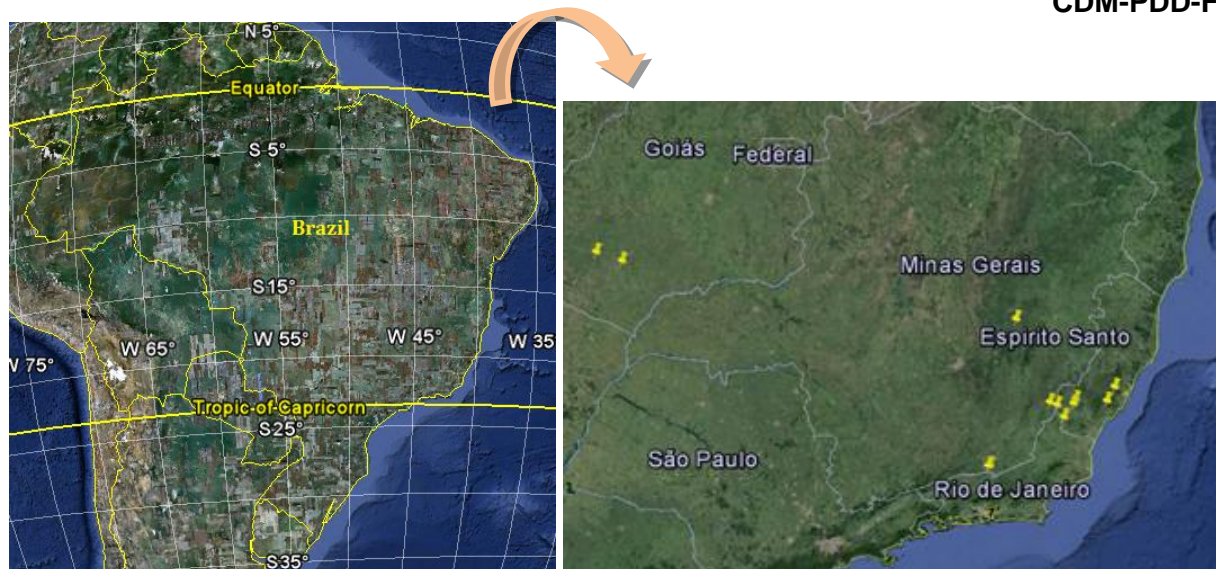


Figura 1 – Mapa das fronteiras da República Federativa do Brasil e localização das pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto

Fonte: Sigel/Aneel (2014)⁶

As coordenadas geográficas de cada pequena central hidrelétrica são apresentadas na tabela a seguir como fonte de informação (Tabela 2 Erro! Fonte de referência não encontrada.).

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 nº 604/03
Carangola	Carangola	20°42'	42°04'	Resolução Aneel nº 356/99
Calheiros	Itabapoana	21°01'	41°43'	Resolução Aneel nº 12/00
São Simão	Itapemirim Braço Norte	20°37'	41°29'	Resolução Aneel nº 84/01
Funil	Guanhães	19° 05'	42° 51'	Resolução Aneel nº 361/99
São Joaquim	Benevente	20° 36'	40° 48 ' '	Resolução Aneel nº 404/00
Fumaça IV	Preto	20° 45'	41° 52 ' '	Resolução Aneel nº 369/99
Jataí	Claro	17°53' 36"	51°43' 24"	Resolução Aneel nº 2686/06
Irara	Doce	18° 04' 03"	51° 10 ' 03"	Resolução Aneel nº 525/02
Bonfante	Paraibuna	22° 00' 32"	43°15'55"	Resolução Aneel nº 357/01
Monte Serrat	Paraibuna	22° 01' 11"	43° 18 ' 08"	Resolução Aneel nº 356/01
Santa Fé	Paraibuna	22° 01' 23"	43°09'46"	Resolução Aneel nº 608/02

Fonte: Aneel/Cedoc (2014)⁷

⁶ ANEEL/SIGEL (2014). Georeferenced Information System from the Electric Sector ("SIGEL from the Portuguese Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico). The Brazilian Power Regulatory Agency ("ANEEL" from the Portuguese Agência Nacional de Energia Elétrica. Information available at: <<http://sigel.aneel.gov.br/kmz.html>>.

⁷ ANEEL/CEDOC (2014). The Brazilian Power Regulatory Agency database ("CEDOC" from the Portuguese Centro de documentação da ANEEL). The Brazilian Power Regulatory Agency ("ANEEL" from the Portuguese Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>>.

A.3. Tecnologias e/ou medidas

Segundo a Resolução Aneel nº 394/1998, “pequenas centrais hidrelétricas” são usinas hidrelétricas com uma capacidade instalada entre 1 e 30 MW com uma área de reservatório inferior a 3 km²⁸. Todas as usinas hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta são definidas como pequenas centrais hidrelétricas. Uma descrição detalhada de cada usina é apresentada nas tabelas a seguir.

Tabela 3 – Descrição do equipamento das PCHs 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

Tabela 4 – Descrição do equipamento das PCHs 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

⁸ Em alguns casos, a Aneel considera como “pequenas centrais hidrelétricas” aquelas usinas hidrelétricas com uma capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW, cujas áreas de reservatório são superiores a 3 km². Contudo, os critérios estabelecidos na Resolução Aneel nº 652/2003 serão atendidos, *i.e.* a área de reservatório deverá ser igual ou inferior à capacidade instalada em MW multiplicada por 14,3, dividida pela queda d’água bruta em metros.

Tabela 5 – Descrição do equipamento das PCHs 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
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

Tabela 6 – Descrição do equipamento das PCHs 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

Com o Brasil possui um vasto potencial hidrelétrico, o *know-how* utilizado na atividade de projeto já foi transferido para o País Anfitrião. Assim, o principal equipamento utilizado na atividade de projeto foi fabricado no Brasil. Isso contribui para o desenvolvimento do setor energético (resultando em mais pesquisa) e para o aumento da capacidade do setor industrial no âmbito do País Anfitrião.

A.4. Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitriã) indica a Parte anfitriã	Entidades públicas e/ou privadas participantes do projeto (conforme aplicável)	Indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Entidade privada São Pedro Energia S/A	Não
	Entidade privada 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 Irra Energética S/A	
	Entidade privada Bonfante Energética S/A	
	Entidade privada Monte Serrat Energética S/A	
	Entidade privada Santa Fé Energética S/A	
	Entidade pública Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras	

A.5. Financiamento público para a atividade de projeto

Não há financiamento público oriundo das Partes inclusas nos países listados no Anexo I, da Convenção de Princípios das Alterações Climáticas da Organização das Nações Unidas, e a atividade de projeto proposta não acarreta divergência da Ajuda Pública ao Desenvolvimento (APD).

SEÇÃO B. Aplicação de linhas de referência aprovadas e referência padronizada e metodologia de monitoramento**B.1. Material de consulta para metodologia e referência padronizada**

ACM0002: "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 15.0.0).

ACM0002 diz respeito às últimas versões aprovadas das seguintes ferramentas:

- Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico (Versão 4.0.0);
- Ferramenta para se demonstrar e avaliar adicionalidade (Versão 7.0.0);

- Ferramenta para cálculo de projeto ou vazamento de emissões de CO₂ a partir de combustíveis fósseis (versão 2.0.0);
- Ferramenta para se determinar a vida útil restante de um equipamento (versão 1.0.0);
- Ferramenta combinada para se identificar o cenário de referência e demonstrar adicionalidade (versão 5.0.0);
- Avaliação da validade da referência original/atual e atualização da referência mediante renovação do período de obtenção de crédito (versão 3.0.1).

A “Ferramenta combinada para se identificar o cenário de referência e demonstrar adicionalidade” não se aplica à atividade de projeto proposta, uma vez que a adicionalidade é demonstrada à luz da “Ferramenta para se demonstrar e avaliar adicionalidade”.

A “Ferramenta para cálculo de projeto ou vazamento de emissões de CO₂ a partir de combustíveis fósseis” não se aplica à atividade de projeto uma vez que não há emissões de projeto ou vazamentos envolvidos no projeto.

A “Avaliação da validade da referência original/atual e atualização da referência mediante renovação do período de obtenção de crédito” não se aplica, uma vez que este é o primeiro período de obtenção de crédito da atividade de projeto proposta e o projeto considera um período de obtenção de crédito fixo (10 anos sem renovação).

B.2. Aplicabilidade da metodologia e referência padronizada

A ACM0002 se aplica a atividades de projeto que:

- (a) Instalem uma usina inteiramente nova;
- (b) Envolvam um acréscimo de capacidade a usina(s) existente(s);
- (c) Envolvam uma adaptação de usina(s)/unidade(s) existente(s);
- (d) Envolvam uma reabilitação de usina(s)/unidade(s) existente(s); ou
- (e) Envolvam uma substituição de usina(s)/unidade(s) existente(s).

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

Adicionalmente, a metodologia é aplicável sob as seguintes condições:

- (a) *A atividade de projeto pode incluir usinas/unidades energéticas renováveis dos seguintes tipos: unidades/usinas hidrelétricas com ou sem reservatório, unidades/usinas eólicas, unidades/usinas geotérmicas, unidades/usinas solares, unidades/usinas de ondas ou unidades/usinas maremotrizes.*

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

- (b) *No caso de acréscimos de capacidade, adaptações, reabilitações ou substituições (exceto em projetos de acréscimo de capacidade eólicos, solares, maremotrizes ou de ondas): a usina existente iniciou a operação comercial antes do início de um período de referência histórica de cinco anos, utilizado para o cálculo das emissões de referência e definido na seção de emissão da referência, e nenhuma expansão de capacidade, adaptação ou reabilitação da usina/unidade foi iniciada entre o começo deste período de referência histórica e a implementação da atividade de projeto.*

Não se aplica, uma vez que somente novos projetos/unidades são considerados na atividade de projeto proposta.

No caso das usinas hidrelétricas, uma das seguintes condições será aplicável:

- (a) *A atividade de projeto é implementada em um único ou em vários reservatórios existentes, com nenhuma alteração no volume de qualquer um dos reservatórios; ou*
- (b) *A atividade de projeto é implementada em um único ou em vários reservatórios existentes, onde o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade da potência calculada utilizando-se a equação (3) é superior a 4 W/m²; ou*

- (c) A atividade de projeto origina novo(s) reservatório(s) e a densidade da potência calculada utilizando-se a equação (3) é superior a 4 W/m^2 ; ou
- (d) A atividade de projeto consiste num projeto hidroelétrico integrado envolvendo múltiplos reservatórios, onde a densidade da potência de qualquer um dos reservatórios, calculada utilizando-se a equação (3), é igual ou inferior a 4 W/m^2 ; neste caso, todas as condições a seguir serão aplicáveis:
- (i) A densidade de potência calculada utilizando-se a capacidade instalada total do projeto integrado, conforme a equação (4), é superior a 4 W/m^2 ;
 - (ii) O fluxo hídrico entre reservatórios não é utilizado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não seja parte da atividade de projeto;
 - (iii) A capacidade instalada da(s) usina(s) com densidade de potência inferior a 4 W/m^2 deverão ser:
 - a. Inferior(es) ou igual(is) a 15 MW; e
 - b. Inferior(es) a 10 por cento da capacidade 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 novo reservatório único com densidade de potência superior a 4 W/m^2 . As densidades de potência de cada projeto são apresentadas na tabela a seguir. Uma descrição detalhada do cálculo da 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)⁹

No caso dos projetos integrados de usinas hidrelétricas, o proponente do projeto deverá:

- (a) *Demonstrar que o fluxo de água das usinas/unidades a montante desemboca diretamente no reservatório a jusante e que coletivamente constituem a capacidade de geração de energia elétrica do projeto hidrelétrico integrado; ou*
- (b) *Fornecer uma análise do balanço hídrico que cobre a água fornecida a unidades de potência, com todas as combinações possíveis de reservatórios e sem a construção de reservatórios. O objetivo do balanço hídrico é demonstrar a necessidade de uma combinação específica de reservatórios construídos sob a atividade de projeto de MDL para a otimização da produção de energia. Esta demonstração precisa ser realizada no cenário específico da disponibilidade da água em diferentes épocas do ano para otimizar o fluxo de água na entrada de unidades de energia. Portanto, este balanço hídrico levará em consideração os fluxos sazonais de rio, afluentes (se houver), e chuvas para mínimos de cinco anos anteriores à implementação da atividade de projeto MDL.*

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

⁹ ANEEL/SIGEL (2014). Georeferenced Information System from the Electric Sector ("SIGEL from the Portuguese Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico). The Brazilian Power Regulatory Agency ("ANEEL" from the Portuguese Agência Nacional de Energia Elétrica. Informação disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/kmz.html>>.

Adicionalmente, a metodologia não se aplica ao que se segue:

- (a) *Atividades de projeto que envolvam a substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis no local da atividade de projeto, uma vez que, nesse caso, a referência pode ser o uso contínuo de combustíveis fósseis no local.*

Não se aplica, uma vez que todas as pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta são projetos de energia conectados à rede.

- (b) *Usinas de biomassa;*

Não se aplica, uma vez que apenas pequenas centrais hidrelétricas foram incluídas na atividade de projeto proposta.

Considerando as explicações acima, a atividade de projeto proposta obedece às condições de aplicabilidade estabelecidas no ACM0002.

B.3. Limite do projeto

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

As fontes de gases de efeito estufa incluídas ou excluídas do limite do projeto são apresentadas a seguir.

Fonte		GEEs	Incluídas?	Justificativa/Explicação
Linha de Ref.	Emissões de CO ₂ a partir da geração de eletricidade em usinas movidas a combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade de projeto	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissão
		CH ₄	Não	Pequena fonte de emissão
		N ₂ O	Não	Pequena fonte de emissão
Atividade de projeto	Para usinas geotérmicas de energia, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ dos gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissão. No entanto, essa fonte de emissão não é aplicável à atividade de projeto proposta, uma vez que o projeto proposto é baseado em fonte de energia hidrelétrica.
		CH ₄	Sim	Principal fonte de emissão. No entanto, essa fonte de emissão não é aplicável à atividade de projeto proposta, uma vez que o projeto proposto é baseado em fonte de energia hidrelétrica.
		N ₂ O	Não	Pequena fonte de emissão
	Emissões de CO ₂ a partir da combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em usinas de energia solar térmica e geotérmicas	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissão. No entanto, essa fonte de emissão não é aplicável à atividade de projeto proposta, uma vez que o projeto proposto é baseado em fonte de energia hidrelétrica.
		CH ₄	Não	Pequena fonte de emissão
		N ₂ O	Não	Pequena fonte de emissão
	Para hidrelétricas, emissões de CH ₄ a partir do reservatório	CO ₂	Não	Pequena fonte de emissão
		CH ₄	Sim	Principal fonte de emissão. No entanto, todas as usinas incluídas na atividade de projeto proposta possuem densidade de potência superior a 10 W/m ² . Um cálculo detalhado é apresentado na seção B.6.3.
		N ₂ O	Não	Pequena fonte de emissão

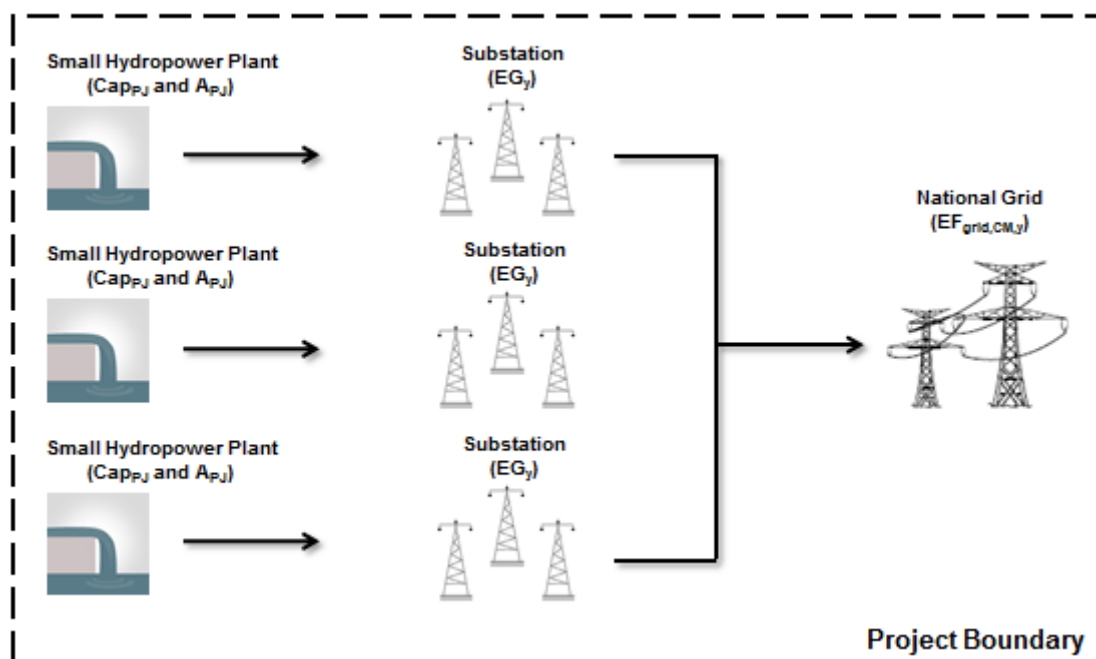


Figura 2 – Exemplo de visão esquemática do limite do projeto

B.4. Estabelecimento e descrição do cenário de referência

De acordo com a ACM0002, se a atividade de projeto consiste na instalação de uma usina inteiramente 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 de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (MC) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Como a atividade de projeto proposta consiste na implementação de projetos de energia inteiramente novos, o cenário de referência acima mencionado é aplicável.

B.5. Demonstração de adicionalidade

De acordo com as "Orientações para o preenchimento do formulário de documento de concepção do projeto", se a data de início da atividade do projeto for anterior à data de publicação do DCP para consulta global das partes interessadas (CGPI), deve-se fornecer a prova da consideração prévia do MDL, de acordo com as disposições aplicáveis relacionadas à demonstração da 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 à CIG (05/10/2012).

Assim, de acordo com o Padrão de Projeto de MDL:

Para uma proposta de projeto de MDL com data de início anterior a 2 de agosto de 2008 e antes da data de publicação do DCP para consulta global das partes interessadas, os participantes do projeto devem demonstrar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto proposta. Essa demonstração requer o cumprimento dos seguintes aspectos:

- (a) Os participantes do projeto devem fornecer provas de que estão cientes do MDL antes da data de início da atividade do projeto proposta, e que os benefícios do MDL foram um fator determinante na decisão de prosseguir com o projeto.

Com o fim de demonstrar consideração ao MDL, o PP analisou os eventos relacionados à legislação / regulação do Proinfa e os projetos selecionados.

Desde 2001, o governo declarou seu firme apoio às fontes renováveis de energia. Em 26 de abril de 2002, aprovou a Lei nº 10.438, criando o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Assim, o governo brasileiro designou a Eletrobras como a entidade responsável pela comercialização de electricidade renovável dos projetos selecionados mediante a assinatura de acordos de aquisição de energia (CAE), por um período de 20 anos. A criação do Proinfa indica claramente que, sem apoio específico, as fontes renováveis e os pequenos projetos dificilmente seriam implementados de outra forma.

Provas da consideração séria para com o MDL podem ser encontradas na emissão do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004, que regulamenta a Lei nº 10.438/2002. Esse Decreto estabelece que Proinfa visa à redução de gases de efeito estufa, conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (CQNUMC), sob protocolo de Quioto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política de "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 de projeto de MDL.

Para participar do programa, patrocinador do projeto deve satisfazer todos os requisitos apresentados no "Guia de Habilitação" do Proinfa, sob a Lei nº 10.438/2002 e seus decretos regulamentares.

Os créditos de carbono são claramente mencionados nos Decretos do Proinfa; pode-se argumentar que o governo tinha de fato expectativa de receber tais valores e, portanto, eles foram considerados no preço contratado. Por outro lado, os patrocinadores do projeto estavam cientes das exigências previstas no programa, e que as receitas de crédito de carbono ajudariam a superar as barreiras tecnológicas e financeiras existentes na época.

Mais uma prova da consideração do MDL é a assinatura dos CAEs. Os regulamentos que governam os CAEs do Proinfa são a Lei nº 10.438/2002 e seus decretos regulamentares. Os CAEs do Proinfa foram assinados em 2004. No caso da atividade de projeto proposta, os CAEs foram assinados em 30 de junho de 2004, ou seja, após a publicação do Decreto nº 5.025/2004.

Portanto, no momento da assinatura do CAE, os patrocinadores do projeto sabiam e estavam cientes das condições e requisitos estabelecidos no âmbito de sua participação no Proinfa. Sob sua responsabilidade, o governo brasileiro tem demonstrado seu compromisso e os esforços para registrar os projetos do Proinfa sob o MDL.

- (b) Os participantes do projeto devem fornecer provas de que ações concretas e contínuas foram tomadas para garantir o status de MDL à atividade de projeto proposta em paralelo com a sua implementação;;*
- (c) Os participantes do projeto devem fornecer um cronograma de implementação da atividade de projeto de MDL proposta. O cronograma deve incluir, quando aplicável, a data em que a decisão de investimento foi tomada, a data em que as obras de construção foram iniciadas, a data em que foi iniciado o comissionamento e a data de start-up (por exemplo, a data em que a produção comercial começou). Os participantes do projeto devem fornecer um cronograma de eventos e ações que têm sido tomadas para conseguir o registro de MDL, com a descrição das evidências utilizadas para apoiar essas ações.*

A fim de demonstrar que ações concretas e contínuas foram tomadas a fim de garantir o status de MDL à atividade de projeto proposta, o PP apresentou o cronograma de eventos a seguir:

Table 8 – Croograma de eventos

Data	Ação
26/04/2002	Publicação da Lei nº 10.438, criando 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 por estabelecer que o Proinfa tem por objetivo a redução dos gases de efeito estuda, conforme firmado na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas

	(CQNUMC) sob o Protocolo de Quioto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável.
30/06/2004	Assinatura dos Contratos de Aquisição de Energia da atividade de projeto com a Eletrobras.
30/08/2004	Nota Técnica nº 006/2004 do Departamento de Meio Ambiente da Eletrobras, apresentando uma discussão relacionada ao MDL e quadro dos mercados de crédito de carbono e a inserção da Eletrobras no MDL.
13-17/06/2005	Participação da equipe da Eletrobras 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 Eletrobras, apresentando uma discussão relacionada à posse de créditos de carbono e uma análise detalhada do registro de projetos do Proinfa no MDL.
09-11/11/2005	VIII ENGEMA (Encontro Nacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente). Reunião nacional conduzida pela Eletrobras e a Fundação Getúlio Vargas (FGV) com respeito às vantagens de projetos de MDL no Brasil. O encontro apresentou os benefícios do MDL e os riscos associados às incertezas após 2012.
11/11/2005	Reunião interna da Eletrobras para criação de um Grupo Técnico relacionado ao Protocolo de Quioto e mercados de crédito de carbono.
16/11/2005	Discussão do Grupo Técnico criado para debater os créditos de carbono sob MDL de projetos do Proinfa.
17/01/2006	Carta oficial 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 Eletrobras. 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 Eletrobras 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 Eletrobras 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) ¹⁰ .
01/02-18/02/2010	Discussões internas da Eletrobras 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 Eletrobras relacionado à assinatura de um Acordo de Cooperação entre a Eletrobras 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 Eletrobras e a Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) para o treinamento técnico das equipes da Eletrobras 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 Global de Partes Interessadas no site da CQNUMC.

¹⁰ Esta informação encontra-se publicamente disponível no Plano Anual do Proinfa 2010 (PAP). A preparação do PAP foi estabelecida pelo Decreto nº 5.025/2004.

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 adendos 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 ¹¹	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:

Etapas 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

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

Subetapa 1a. Definição de alternativas à atividade de projeto

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:

¹¹ As datas de início da operação baseiam-se nas datas de autorização para operação emitidas pela Aneel para cada unidade geradora. Por esse motivo, há mais de uma data de início de operação para as usinas.

- 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 ao Passo 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 referencial 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 referencial

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).

Referencial – Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC)

O custo médio ponderado do capital (CMPC) 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 CMPC 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 aqui apresentado foi válido e aplicável no momento da decisão de investimento (junho de 2004) calculado pela fórmula a seguir:

$$\mathbf{WACC = Wd \times Kd + We \times Ke}$$

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", 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:

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

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

Custo da Dívida (Kd)	
(a) Custo financeiro ¹²	10,97%
(b) Spread do BNDES ¹³	2,50%
(c) Taxa de risco de crédito ¹⁴	1,50%
(a+b+c) Pré-custo da Dívida	14,97%
(t) Taxa marginal de imposto ¹⁵	0,00
(π) Previsão de inflação ¹⁶	5,50%
Custo da dívida após imposto	8,97% a.a.

¹² 5-year average of the Long term Interest Rate (from the Portuguese *Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP*). Available at [source].

¹³ BNDES' remuneration. Informação disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf.

¹⁴ Credit risk rate. Informação disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf.

¹⁵ Federal Service Revenue. Available at: <http://www.receita.fazenda.gov.br/Alíquotas/ContribCsl/Alíquotas.htm> and <http://www.receita.fazenda.gov.br/Alíquotas/ContribPj.htm>.

¹⁶ The Central Bank of Brazil. Brazilian inflation targeting. Informação disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf>.

→ Custo das Ações (**Ke**)

Ke representa a taxa de retorno investimentos de 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.

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.

In order to adjust the **Ke** calculation, the expected inflation rate (for the United States) (π') is reduced. For its calculation is considered the 10 Year Treasury Note (^TNX), and the TIPS (Treasury Inflation Protected Securities) are considered for its calculation, which are readily quoted in the US market. The ^TNX index carries inflation on their value while the TIPS is an index without inflation. Subtraction from the chosen period average values from the ^TNX and the TIPS results in the estimated inflation. There is no need to adjust for Brazil's expected inflation when dealing with a hurdle rate in real terms.

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 (^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 ^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 ^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:

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

Tabela 11 - Cálculo do Custo das Ações (Ke)

Custo das Ações	
(Rf) Taxa livre de risco ¹⁷	5,42%
(π) Inflação dos EUA prevista ¹⁸	2,02%
(Rm) Prêmio de risco das ações ¹⁹	6,54%
(β) Risco setorial ²⁰	0,89
(Rc) Prêmio de risco estimado do país ²¹	9,71%
Custo das ações com o risco do país brasileiro	18,84% a.a.

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

Considerando os valores apresentados acima, temos o seguinte:

$$\begin{aligned} \text{WACC} &= 50\% \times 8.97\% + 50\% \times 18.84\% \\ \text{WACC} &= 13.91\% \end{aligned}$$

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.

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 Eletrobras 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, os desenvolvedores do projeto devem apresentar à Eletrobras, 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.

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

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

¹⁹ Historical S&P500 premium over 10-year US-Treasury Bond. Disponível em: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

²⁰ Average Beta US Power Companies re-levered to Brazilian leverage. Disponível em: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

²¹ Emerging Markets Bond Index Plus Brazil. Index calculated by JPMorgan. Disponível em: <www.ipeadata.gov.br>.

Tabela 12 – Fonte de informação para o cálculo de VPL

Parâmetro	Valor	Referência / Fonte de informação
Capacidade instalada	Variável de um projeto para outro	Orçamento Padrão da Eletrobras (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 projeto para outro	Orçamento Padrão da Eletrobras (OPE) submetido pelos desenvolvedores do projeto para participar no Proinfa e assinar CAEs.
Custo operacional	5% do total de investimentos	Eletrobras/MME: "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 calendar. 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/ContribCsII/Aliquotas.htm >.
	12% Renda presumida para imposto social	Lei nº 8.981, de 20/01/1995: < http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsII/ApuracaAnualRecMensBascalcEst.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/PergResp2005/pr517a555.htm >.
--	--	---

Uma descrição detalhada do cálculo de IRR 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 ao Departamento de Energia 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 atividade 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 para a 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 quadrados²² (com uma distância superior a 4.000 km nos eixos Norte-Sul e Leste-Oeste) eand 6 regiões climáticas distintas: subtropical, semi-árido, 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/ano²³. Tal variedade climática obviamente provoca uma forte influência nos aspectos técnicos relacionados à implementação de usinas hidrelétricas, uma vez que os eventos meteorológicos são decisivos ao processo hidrológico²⁴. Conforme VESELKA (2008), “*climate affects all major aspects of the electric power sector from electricity generation, transmission*

²² Disponível em: http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm.

²³ Disponível publicamente em Instituto Nacional de Meteorologia – INMET's website. Gráfico de normais climatológicas (1961-1990): <<http://www.inmet.gov.br/>>.

²⁴ PINTO, J. A. Climatic indicators study for long term prediction in the river flow of Alto São Francisco basin (in a free translation from the Portuguese Estudo de indicadores climáticos para a previsão de longo termo de vazões na bacia do Alto São Francisco). Universidade Federal de Minas Ferails: Belo Horizonte, 2005. Disponível em: <<http://www.smarh.eng.ufmg.br/defesas/20D.PDF>>.

and distribution system to consume demand for power” (o clima afeta todos os principais aspectos do setor elétrico, desde os sistemas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade à demanda por consumo de energia)²⁵.

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/kW²⁶ e de BRL 4.64/kW²⁷ 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, **Espirito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro and 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 cobertas 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.

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.

²⁵ VESELKA, T. D. Balance power: A warming climate could affect electricity. Geotimes. Earth, energy and environment news. American Geological Institute: August, 2008. Disponível em: < http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html>.

²⁶ ANEEL Resolution # 961 issued on April 6th, 2010. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/atreh2010961.pdf> >.

²⁷ ANEEL Resolution # 960 issued on April 6th, 2010. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/atreh2010960.pdf> >.

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 capacidade 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 coma 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) Clima de investimento na data da decisão de investimento, inter alia:

(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 desarrazoado 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 lograram 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, inter alia:*

(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 se encontra disponível publicamente.

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

Etapa 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 capacidade 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 aplocada 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 +/-50% da capacidade instalada das pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta

Projetos	Capacidade instalada (MW)	-50% da cap. instalada (MW)	+50% da cap. 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**.

Etapa 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	5,0	pequeno	Fumaça	Muriaé	MG	1935

	Domiciano						
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 Morais	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 and 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 and Divinópolis	MG	1959
35	Franca Amaral	4,5	pequeno	Itabapoana	Bom Jesus do Itabapoana and 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 (former known a Antas II)	15,8	grande	Antas	Poços de Caldas	MG	1998
41	João Camilo Penna (former known a Cachoeira do Emboque)	22,0	grande	Matipó	Raul Soares	MG	1998
42	Ervália	7,0	pequeno	dos Bagres	Ervália and 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 and Santa Juliana	MG	2002
46	Túlio Cordeiro de Mello (former known a Granada)	15,9	pequeno	Matipó	Abre Campo	MG	2003
47	Ivan Botelho II (former known a Palestina)	12,5	pequeno	Pomba	Icaju	MG	2003
48	Padre Carlos (former known a	7,8	pequeno	das Antas	Poços de Caldas	MG	2003

	<u>Rolador</u>						
49	<u>Ormeo Junqueira Botelho (former known a Cachoeira Encoberta)</u>	22,7	pequeno	Glória	Muriaé	MG	2003
50	<u>Santa Cecília (Elevatória)</u>	35,0	grande	Paraíba do Sul	Barra do Piraí	RJ	Março de 52
51	<u>Nova Maurício</u>	29,2	pequeno	Novo	Leopoldina	MG	Outubro de 56
52	<u>São Domingos</u>	14,3	grande	São Domingos	São Domingos	GO	Junho de 90
53	<u>Guary</u>	5,4	pequeno	Pinho	Santos Dumont	MG	Janeiro de 98
54	<u>Caboclo</u>	4,2	pequeno	Maynard	Ouro Preto	MG	Maio de 99
55	<u>E</u>	3,8	pequeno	Córrego Capitão do Mato	Nova Lima	MG	Setembro de 03
56	<u>Ilhéus</u>	2,6	pequeno	Mortes	Barbacena	MG	Setembro de 03
57	<u>Neblina</u>	6,5	pequeno	Manhuaçu	Ipanema	MG	Setembro de 03
58	<u>Pacífico Mascarenhas</u>	2,9	pequeno	Parauninha	Santana do Riacho	MG	Setembro de 03
59	<u>Rio Piracicaba</u>	9,0	pequeno	Piracicaba	João Monlevade	MG	Setembro de 03
60	<u>Funil</u>	3,6	pequeno	Maynard	Ouro Preto	MG	Setembro de 03
61	<u>Benjamim Mário Baptista (former known a Nova Sinceridade)</u>	9,0	pequeno	Manhuaçu	Manhuaçu	MG	Setembro de 03
62	<u>Ivan Botelho I (former known a Ponte)</u>	24,4	pequeno	Pomba	Descoberto and Guarani	MG	Setembro de 03
63	<u>Salto</u>	4,2	pequeno	Maynard	Ouro Preto	MG	Setembro de 03
64	<u>E Nova</u>	2,7	pequeno	Córrego Capitão do Mato	Nova Lima	MG	Setembro de 03
65	<u>Madame Denise (Cachoeira do Furado)</u>	2,9	pequeno	Taquaraçu	Taquaraçu de Minas	MG	Setembro de 03
66	<u>Pedro Affonso Junqueira (former known a Antas I)</u>	8,9	grande	das Antas	Poços de Caldas	MG	Setembro de 03
67	<u>Monte Alto</u>	7,4	grande	São João	Passos	MG	Setembro de 03
68	<u>São João</u>	3,2	grande	São João	Itaú de Minas	MG	Setembro de 03
69	<u>Lago Azul</u>	4,0	pequeno	Ribeirão Castelhanos	Cristalina and Ipameri	GO	Setembro de 03
70	<u>Furquim</u>	6,0	pequeno	Ribeirão do Carmo	Mariana	MG	Novembro de 03
71	<u>Cachoeira do Lavrinha (former known as São Patrício)</u>	3,0	pequeno	das Almas	Rianópolis	GO	Abril de 04

Fonte: Aneel/BIG (2014)²⁸

Etapa 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}.

²⁸ ANEEL/BIG (2014). "Agentes Produtores Independentes". Electricity Generation Database ("BIG" from the Portuguese Banco de Informação de Geração). The Brazilian Power Regulatory Agency ("ANEEL" from the Portuguese Agência Nacional de Energia Elétrica. Informação disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

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

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

Nr.	Projetos	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)²⁹

Ao excluir 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 capacidade 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

²⁹ UNFCCC (2014). Project cycle search. United Nations Framework Convention on Climate Change. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>>.

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 and 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 and Divinópolis	MG	1959
35	Franca Amaral	4,5	pequeno	Itabapoana	Bom Jesus do Itabapoana and 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 (former known a Antas II)	15,8	grande	Antas	Poços de Caldas	MG	1998
41	João Camilo Penna (former known a Cachoeira do Emboque)	22,0	grande	Matipó	Raul Soares	MG	1998
42	Ervália	7,0	pequeno	dos Bagres	Ervália and 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 and Santa Juliana	MG	2002
46	Padre Carlos (former known a Rolador)	7,8	pequeno	das Antas	Poços de Caldas	MG	2003
47	Santa Cecília	35,0	grande	Paraíba do Sul	Barra do Pirai	RJ	Março de 52

	(Elevatória)						
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	F	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 (former known a 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 and Ipameri	GO	Setembro de 03
65	Furquim	6,0	pequeno	Ribeirão do Carmo	Mariana	MG	Novembro de 03

Fonte: Aneel/BIG (2014)³⁰

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 capacidade 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 ao DOE durante a validação.

Etapa 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

³⁰ ANEEL/BIG (2014). “Agentes Produtores Independentes”. Electricity Generation Database (“BIG” from the Portuguese Banco de Informação de Geração). The Brazilian Power Regulatory Agency (“ANEEL” from the Portuguese Agência Nacional de Energia Elétrica. Informação disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

B.6. Reduções de emissão

B.6.1. Explicação 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:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad \text{Equação 1}$$

Where:

- PE_y = Emissões de projeto no ano y (tCO₂e);
- $PE_{FF,y}$ = Emissões a partir do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO₂);
- $PE_{GP,y}$ = Emissões de projeto a partir da operação de usinas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO₂e);
- $PE_{HP,y}$ = Emissões de projeto a partir de reservatórios de água de usinas hidrelétricas no ano y (tCO₂e).

As emissões de projeto associadas à atividade de projeto proposta são de CO₂ e CH₄ 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:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

- PD = Densidade de potência da atividade de projeto, em W/m²;
- Cap_{PJ} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto (W);
- Cap_{BL} = Capacidade 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 (m²);
- A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto quando o reservatório estiver cheio (m²). Para novos reservatórios, este valor é zero;

Se a densidade de potência (PD) da usina hidrelétrica for superior a 4 W/m² e igual ou inferior a 10 W/m²:

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000} \quad \text{Equação 3}$$

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 referência

As emissões de referência (BE_y , em tCO₂e) são obtidas a partir do produto do fator de emissão de referência (EF_y em tCO₂e/MWh) e a eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto ($EG_{P,y}$, em MWh) conforme a seguir:

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

Equação 4

Onde:

- BE_y = Emissões de referência no ano y (tCO₂/ano);
 $EG_{P,y}$ = 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 macro-regiões 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 More information (<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 it shall be

considered the year in which the project activity 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 - Calcularo 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 ha 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 CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/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 CO₂ da unidade energética m no ano y (tCO₂/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, *i.e.* 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.

Calculation of the CO₂ emission factor for each power unit m (EF_{EL,m,y})

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.

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 CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh);
- EF_{grid,OM,y} = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação no ano y (tCO₂/MWh);
- w_{OM} = 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, Ly = 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	Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade de projeto. Para novas 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 projeto

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} (km²)	PD (W/m²)
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)³¹

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

Emissões de referência

As emissões de referência 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 do fator de emissão de CO_2 da margem combinada para geração de energia conectada à rede ($EF_{\text{grid,CM,y}}$)

³¹ ANEEL/SIGEL (2014). Georeferenced Information System from the Electric Sector ("SIGEL from the Portuguese Sistema de Informações Georeferenciadas do Setor Elétrico). The Brazilian Power Regulatory Agency ("ANEEL" from the Portuguese Agência Nacional de Energia Elétrica. Informação disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/kmz.html>>.

O cálculo *ex-ante* do fator de emissão de CO₂ 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:

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 regiões macrorregiões geográficas do país (Nore, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste), conforme apresentado na figura abaixo.

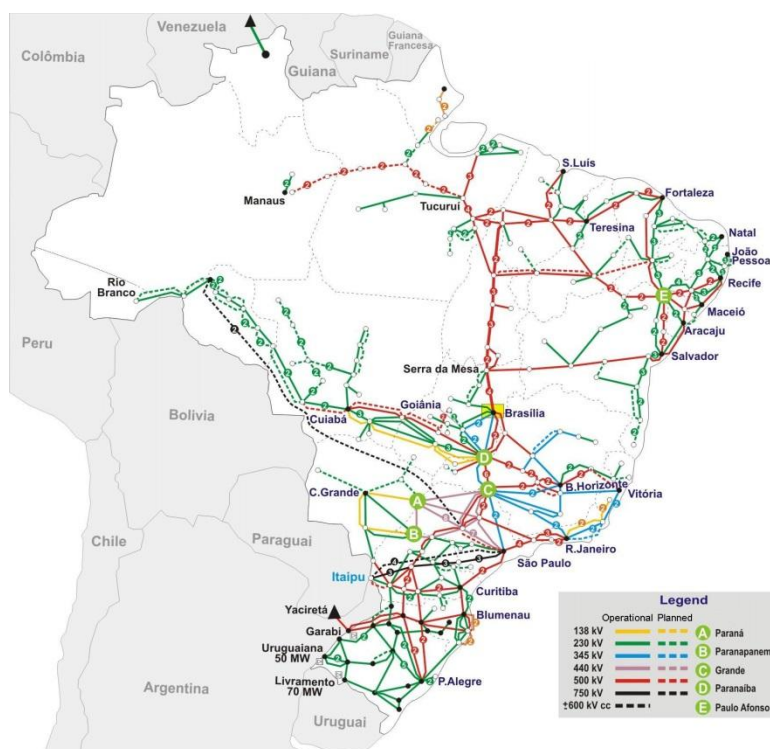


Figura 3 – Sistema Interligado Brasileiro

Fonte: ONS (2011)³²

ETAPA 2 – Optar pela inclusão ou não de usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional)
Foi escolhida a opção I e só foram consideradas usinas conectadas à rede.

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.

$$EF_{grid,OM-DD,y} = 0,5932 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

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.

³² Electric System National Operator (“ONS” from the Portuguese *Operador Nacional do Sistema Elétrico*). Mapas do SIN. Informações disponíveis em: <<http://www.ons.org.br/>>. Último acesso em 13 de maio de 2011.

$$EF_{\text{grid,BM,y}} = 0,2713 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

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:

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = 0,5 \times 0,5932 + 0,5 \times 0,2713 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = 0,4322 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

II. Quantidade de geração líquida de energia elétrica produzida e alimentada à rede em 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-ave)	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)³³

Assim, a atividade de projeto proposta aplica a opção (a) das “Orientações para relatório e validação de fatores de carga da usina”, *i.e.* “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.

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

Projeto	BE_y (tCO ₂ e/year)	PE_y tCO ₂ e/year	ER_y (tCO ₂ e/year)
São Pedro	69.709	0,00	69.709
Carangola	36.464	0,00	36.464

³³ ANEEL/CEDOC (2014). The Brazilian Power Regulatory Agency database (“CEDOC” from the Portuguese Centro de documentação da ANEEL). The Brazilian Power Regulatory Agency (“ANEEL” from the Portuguese Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>>.

Calheiros	41.348	0,00	41.348
São Simão	57.554	0,00	57.554
Funil	49.565	0,00	49.565
São Joaquim	50.284	0,00	50.284
Fumaça IV	9.883	0,00	9.883
Jataí	72.890	0,00	72.890
Irara	68.952	0,00	68.952
Bonfante	51.042	0,00	51.042
Monte Serrat	69.217	0,00	69.217
Santa Fé	62.098	0,00	62.098

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 referência (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 - (2015)	639.005	0,0	0,0	639.005
Ano 2 - (2016)	639.005	0,0	0,0	639.005
Ano 3 - (2017)	639.005	0,0	0,0	639.005
Ano 4 - (2018)	639.005	0,0	0,0	639.005
Ano 5 - (2019)	639.005	0,0	0,0	639.005
Ano 6 - (2020)	639.005	0,0	0,0	639.005
Ano 7 - (2021)	639.005	0,0	0,0	639.005
Ano 8 - (2019)	639.005	0,0	0,0	639.005
Ano 9 - (2020)	639.005	0,0	0,0	639.005
Ano 10 - (2021)	639.005	0,0	0,0	639.005
Total	6.390.053	0	0	6.390.053
Número total de anos de obtenção de crédito	10			
Média anual sobre o período de obtenção de crédito	639.005	0	0	639.005

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 de 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	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.		
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 em projetos de energia assegurados, conforme a Aneel.		

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 de dados	Autoridade Nacional Designada brasileira.
Valor(es) aplicado(s)	0,4322
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 2012.

Dado / Parâmetro	Cap _{PJ}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto.
Fonte de dados	Etiqueta de equipamento instalada no local do projeto.

Valor(es) aplicado(s)	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 projeto.	
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 de dados	Local do projeto.	
Valor(es) aplicado(s)	Projeto	A_{PJ} (m²)
	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	<p>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.</p> <p>O nível da água a ser comparado com o estudo topográfico será baseado no nível médio de água a ser verificado anualmente. Arquivado eletronicamente.</p>	

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 projeto.
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 PoA 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) Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto (Cap_{PJ});
- (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});
- (iv) Fator de emissão de CO_2 da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y calculado utilizando-se a versão mais recente da “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico” ($EF_{grid,CM,y}$).

(i) Quantidade de geração líquida de energia elétrica fornecida pela usina/unidade do projeto 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, *i.e.* 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 duas 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 CO_2 da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y calculado utilizando-se 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 concordemente, utilizando-se os dados mais recentes disponíveis à época do processo de verificação.

B.7.4. 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: 18/07/2014

Informações de contato:

Empresa: Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras

Nome: Jorge de Oliveira Camargo

E-mail: camargo@eletrobras.com

Telefone: +55 (21) 2514-5893

A Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras 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 onde tanto da implementação quanto da 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, *i.e.* 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

01/01/2015.

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 do 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 a 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; Reservatório de limpeza.

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 sementeira 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:

Environmental Education Program; Erosion Process Prevention; Control and Monitoring Program; Water Resources Qualitative and Quantitative Monitoring Plan; Restoration of Degraded Areas Program; Seeds Collection and Seeding Production Program; Flora Rescue Program; Program for the Reforestation of the Surrounding Areas of the Reservoir; Monitoring Program of Ichthyofauna, Amphibians, Reptiles, Birds and Mammals; Preservation Units Creation Program; Fauna Rescue Program; Tourism and Recreation Incentive Program; Accidents Prevention program; Archaeological Prospection Program.

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 sementeira 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 o 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	030/08	02/30/2009	02/03/2013	Sim

	Santo (IEMA)				
Carangola	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD)	089/ZM	22/10/2007	10/22/2013	Sim
Calheiros	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	686/2007	31/10/2011	30/10/2021	Não
São Simão	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	295/08	11/07/2008	10/07/2012	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	07/11/2016	Não
Fumaça IV	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	739/2008	07/12/2012	06/12/2018	Não
Jataí	Secretaria de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos de Goiás (SEMARH)	3359/2011	21/12/2011	20/12/2015	Não
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)	758/2006	11/06/2008	26/06/2018	Sim
Monte Serrat	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	818/2008	29/12/2008	28/12/2012	Sim
Santa Fé	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	702/2007	13/06/2013	12/06/2018	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 7/2008³⁴ 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 o meio ambiente e desenvolvimento;
- ✓ 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 o meio ambiente e desenvolvimento;
- 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 sob solicitação e foram fornecidas à EOD durante a validação):

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 Guanhães (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		

³⁴ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0219/219489.pdf>.

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 Guanhães (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 2013³⁵, determina que audiências públicas deverão ser conduzidas com as partes interessadas faltantes. 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

³⁵ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0226/226477.pdf>.

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:

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

DATA	REMETENTE	CONTEÚDO
03/12/2012	ELETROBRAS	PEDIDO DE ESCLARECIMENTO À CIMGC RELACIONADO À POSSIBILIDADE DE CONSULTA ÀS PARTES INTERESSADAS LOCAIS (“PIL”) 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	ELETROBRAS	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 O IPIG.
22/07/2014	ELETROBRAS	O PARTICIPANTE DO PROJETO INFORMOU O STATUS DO PROCESSO DE IPIG À ÉPOCA, I.E. 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	ELETROBRAS	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 (ELETROBRAS), O MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, O MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE E O MINISTÉRIO DE CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INFORMAÇÃO PARA DISCUTIR O IPIG DA ATIVIDADE DE PROJETO PROPOSTA.
18/09/2014	ELETROBRAS	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

CDM-PDD-FORM

		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 UNFCCC 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 UNFCCC CONSIDERANDO A SUGESTÃO DA AND BRASILEIRA EM 30/09/2014.
04/11/2014	UNFCCC	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 DO DCP PARA GSP.
18/11/2014	ELETOBRAS	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 UNFCCC, TODAS AS PROVAS DOCUMENTAIS DO NOVO IPIG DEVERÃO SER DISPONIBILIZADAS PUBLICAMENTE NO SITE DA UNFCCC DURANTE O REGISTRO DO PROJETO.

Considerando a necessidade de uma nova CPIL da atividade de projeto conforme indicado pela CIMGC, os Participantes do Projeto estão atualmente conduzindo uma nova CPIL por meio de convite a comentários das partes interessadas aplicáveis listadas na Resolução nº 7/2008 da CIMGC (Art. 3, §2):

- ✓ 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 o meio ambiente e desenvolvimento;
- ✓ 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.

As cartas-convite também foram enviadas de acordo com a Resolução nº 7/2008 da CIMGC (Art. 3, §5):

“As cartas-convite deverão:

- I. Conter o nome e o tipo da atividade de projeto, conforme aparecem no documento de concepção de projeto – DCP;
- II. Informar o endereço eletrônico específico para o site onde é possível obter cópias, em português, da versão mais recente do DCP em questão, bem como uma descrição da contribuição da atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável, conforme o Anexo III da Resolução nº 1, assegurando que essa página permaneça acessível no mínimo até a conclusão do processo de registro da atividade de projeto na Diretoria Executiva de MDL; e

- III. *Fornecer um endereço para que as partes interessadas que não possuam acesso à Internet possam requerer, por escrito e em tempo hábil, uma cópia impressa da documentação supramencionada do proponente do projeto”.*

Um resumo dos comentários recebidos e do resultado desta nova CPIL serão incluídos numa versão futura do DCP, que será encaminhada à AND brasileira e ao UNFCCC.

Uma descrição detalhada dos comentários recebidos durante os estágios da consulta às partes interessadas locais é apresentada nas seções a seguir. Todas as provas documentais foram repassadas à 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 Autoridade Nacional Designada 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: cartas-convite para a participação de uma consulta pública, conforme exigido pela Autoridade Nacional Designada brasileira – 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 Eletrobras esclareceram os objetivos da reunião e a conformidade da atividade de projeto com as exigências da Autoridade Designada Nacional brasileira. Foram apresentados uma visão geral da alteração climática, a Política Nacional de Mudança de 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, 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 Eletrobras 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 UNFCCC. Nenhum comentário foi recebido até a preparação desta versão do DCP. Qualquer comentário recebido durante este terceiro estágio do CPIL será incluído numa versão futura do DCP, que será enviada à AND brasileira e à UNFCCC.

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 E.2 acima e um relatório em consideração aos comentários/respostas aos comentários recebidos é apresentado a seguir:

Comentário 1: a Participante do Projeto Eletrobras confirmou que as resoluções da Aneel foram satisfeitas/cumpridas.

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

Comentário 3: a Participante do Projeto Eletrobras 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 até a preparação desta versão do DCP. Qualquer comentário recebido durante este terceiro estágio do CPIL será incluído numa versão futura do DCP, que será enviada à AND brasileira e à UNFCCC.

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	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS
Rua/Caixa Postal	Rua do Ouvidor, 107 – 3º andar
Prédio	Leonel Miranda
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20040-030
País	Brazil
Telefone	(021) 2514-5894
Fax	(021) 2514-5811
E-mail	camargo@eletrobras.com
Website	
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 Comercialização de Energia - GCC
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	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS
Rua/Caixa Postal	Rua do Ouvidor, 107 – 3º 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
Website	
Nome do contato	Jorge de Oliveira Camargo
Cargo	Chefe da Divisão de Estudos de Mercado
Tratamento	Sr
Último nome	Camargo
Sobrenome	de Oliveira
Nome	Jorge
Departamento	Departamento de Comercialização de Energia – GCC
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	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	São Pedro Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, 8 – 8º andar
Prédio	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20090-010
País	Brazil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Nome do contato	Sr. Leonardo de Pinho Tavares
Cargo	-
Tratamento	Sr.
Último nome	Tavares
Sobrenome	de Pinho
Nome	Leonardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 3553-9877
E-mail pessoal	leonardotavares@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	Carangola Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, 8 – 8º andar
Prédio	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Nome do contato	Mr. Leonardo de Pinho Tavares
Cargo	-
Tratamento	Mr.
Último nome	Tavares
Sobrenome	de Pinho
Nome	Leonardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 3553-9877
E-mail pessoal	leonardotavares@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	Calheiros Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, 8 – 8º andar
Prédio	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Nome do contato	Sr. Leonardo de Pinho Tavares
Cargo	-
Tratamento	Sr.
Último nome	Tavares
Sobrenome	de Pinho
Nome	Leonardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 3553-9877
E-mail pessoal	leonardotavares@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	São Simão Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, 8 – 8º andar
Prédio	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Nome do contato	Sr. Leonardo de Pinho Tavares
Cargo	-
Tratamento	Sr.
Último nome	Tavares
Sobrenome	de Pinho
Nome	Leonardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 3553-9877
E-mail pessoal	leonardotavares@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	Funil Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, 8 – 8º andar
Prédio	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Nome do contato	Sr. Leonardo de Pinho Tavares
Cargo	-
Tratamento	Sr.
Último nome	Tavares
Sobrenome	de Pinho
Nome	Leonardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 3553-9877
E-mail pessoal	leonardotavares@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	São Joaquim Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, 8 – 8º andar
Prédio	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Nome do contato	Sr. Leonardo de Pinho Tavares
Cargo	-
Tratamento	Sr.
Último nome	Tavares
Sobrenome	de Pinho
Nome	Leonardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 3553-9877
E-mail pessoal	leonardotavares@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	Caparaó Energia S/A
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, 8 – 8º andar
Prédio	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Nome do contato	Sr. Leonardo de Pinho Tavares
Cargo	-
Tratamento	Sr.
Último nome	Tavares
Sobrenome	de Pinho
Nome	Leonardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 3553-9877
E-mail pessoal	leonardotavares@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	Jataí Energética S/A
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, 8 – 8º andar
Prédio	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Nome do contato	Sr. Leonardo de Pinho Tavares
Cargo	-
Tratamento	Sr.
Último nome	Tavares
Sobrenome	de Pinho
Nome	Leonardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 3553-9877
E-mail pessoal	leonardotavares@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	Irara Energética S/A
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, 8 – 8º andar
Prédio	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Nome do contato	Sr. Leonardo de Pinho Tavares
Cargo	-
Tratamento	Sr.
Último nome	Tavares
Sobrenome	de Pinho
Nome	Leonardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 3553-9877
E-mail pessoal	leonardotavares@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	Bonfante Energética S/A
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, 8 – 8º andar
Prédio	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Nome do contato	Sr. Leonardo de Pinho Tavares
Cargo	-
Tratamento	Sr.
Último nome	Tavares
Sobrenome	de Pinho
Nome	Leonardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 3553-9877
E-mail pessoal	leonardotavares@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	Monte Serrat Energética S/A
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, 8 – 8º andar
Prédio	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Nome do contato	Sr. Leonardo de Pinho Tavares
Cargo	-
Tratamento	Sr.
Último nome	Tavares
Sobrenome	de Pinho
Nome	Leonardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 3553-9877
E-mail pessoal	leonardotavares@brasilpch.com.br

Participante do projeto e/ou indivíduo/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Indivíduo/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, das referências padronizadas selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	Santa Fé Energética S/A
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, 8 – 8º andar
Prédio	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Nome do contato	Sr. Leonardo de Pinho Tavares
Cargo	-
Tratamento	Sr.
Último nome	Tavares
Sobrenome	de Pinho
Nome	Leonardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 3553-9877
E-mail pessoal	leonardotavares@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 referência padronizada

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

Apêndice 5. Mais informações contextuais sobre o plano de monitoramento

Esta seção foi intencionalmente deixada em branco. Para mais detalhes, favor consultar a seção B.7.3.

Apêndice 6. Resumo de mudanças pós-registro

Não se aplica.

- - - - -

Informações do documento

<i>Versão</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição</i>
05.0	25 de junho de 2014	Revisões para: <ul style="list-style-type: none"> • Incluir o Anexo: Instruções para preenchimento do formulário de concepção do projeto para atividades de 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" (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.

<i>Versão</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição</i>
		Classe de decisão: Regulatória Tipo de documento: Formulário Função comercial: Registro Palavras-chave: atividades de projeto, documento de concepção do projeto