



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP)
Versão 03 - em vigor desde: 28 de julho de 2006

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários dos atores

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade do projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

Anexo 5: Referências

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto.****A.1. Título da atividade do projeto:**

Nome do projeto: Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Pezzi.

Número da versão: 05.

Data da conclusão: 20/03/2012.

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O objetivo principal da Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Pezzi (doravante denominada Pezzi) é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil (e da região da América Latina e Caribe).

Os países da região da América Latina e do Caribe expressaram seu compromisso no sentido de atingir uma meta de 10% de energia renovável em relação ao total da energia utilizada na região. Através de uma iniciativa dos Ministros do Meio Ambiente em 2002 (UNEP-LAC, 2002), realizou-se uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável [WSSD, do inglês "World Summit for Sustainable Development"] em Johannesburg em 2002. No Plano de Implementação final da WSSD, não foram declarados metas ou cronogramas específicos; porém, sua importância foi reconhecida para atingir a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio¹.

Pezzi consiste na construção de uma pequena central hidrelétrica com capacidade instalada de 19 MW e uma área de reservatório de 2,28 km². Está localizada entre os municípios de Bom Jesus e Jaquirana, estado do Rio Grande do Sul, região sul do Brasil, e deve entrar em operação em novembro de 2012.

Brookfield Energia Renovável S/A (BER) é uma subsidiária brasileira da Brookfield Asset Management (BAM). A BAM é uma holding canadense com atividades em diferentes setores: imobiliário, mercado financeiro, energia, agronegócio e reflorestamento. A BER foi fundada em janeiro de 1998 pela Brookfield Asset Management com o objetivo de aumentar a capacidade de geração de energia do Brasil através do desenvolvimento, construção e operação de pequenas unidades hidrelétricas.

¹ Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): "Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, incluindo a hidrelétrica, e sua transferência para os países em desenvolvimento na forma de concessão conforme acordo mútuo. Adotando um senso de urgência, aumentar de forma substancial a proporção global de fontes de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição em relação ao total da energia fornecida, reconhecendo o papel das metas nacionais e regionais voluntárias, bem como as iniciativas, onde existirem, e assegurando-se de que as políticas energéticas oferecem apoio aos esforços dos países em desenvolvimento no sentido de erradicar a pobreza, e periodicamente avaliar os dados disponíveis de modo a analisar o progresso para tal fim."



Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam se o projeto não existisse. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse. O projeto melhora o fornecimento de eletricidade através de energia hidrelétrica limpa e renovável, ao mesmo tempo em que contribui para o desenvolvimento econômico regional/local. Esses projetos de pequena escala fornecem vantagens específicas para o local, com relação à confiabilidade, transmissão e distribuição, o que inclui:

- maior confiabilidade, com interrupções mais curtas e menos extensas;
- menores exigências com relação à margem de reserva;
- energia de melhor qualidade;
- perdas menores nas linhas;
- controle da energia reativa;
- mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição e;
- maior capacidade do sistema com investimento em T&D (transmissão e distribuição) menor.

O Projeto pode ser visto como exemplo de uma solução do setor privado para a crise de eletricidade brasileira de 2001, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país. O Projeto, portanto, vem comprovar que com a comercialização de RCEs, é viável o desenvolvimento de um projeto de geração no Brasil. Isso terá um efeito positivo para o país além das evidentes reduções de GEE.

Além disso, a BER, a empresa controladora da Pezzi Energética S.A., respeita os aspectos sociais e ambientais como parte integrante de suas atividades. De acordo com o Manual do EMS (Environmental Management System, sistema de gerenciamento ambiental) da BER de 2007, o EMS é baseado em: política ambiental, planejamento, implementação e operação, verificação e ações corretivas, análise do EMS pelo Conselho e melhoria contínua. A Política Ambiental da BER é composta do reconhecimento do EMS, atendimento à legislação, proteção ambiental, integração com a sociedade, consciência ambiental de seus funcionários, prevenção da poluição, melhoria contínua do desempenho ambiental, prevenção, minimização e gerenciamento dos impactos negativos.

Embora a Pezzi sozinha não possa ter um impacto positivo importante no país anfitrião devido ao seu tamanho, ela é, sem sombra de dúvida, parte de uma ideia maior. O projeto contribui para o desenvolvimento sustentável, pois atende às necessidades do presente sem comprometer a capacidade das futuras gerações de atenderem às suas próprias necessidades, como definido pela Comissão Brundtland (1987). Em outras palavras, a implementação de pequenas centrais hidrelétricas assegura a geração de energia renovável, reduz a demanda do sistema elétrico nacional, evita o impacto ambiental negativo causado pela construção de centrais termelétricas a combustível fóssil e impulsiona a economia regional, aumentando a qualidade de vida nas comunidades locais.

A política de emprego a nível local da BER também irá melhorar o desenvolvimento local pela criação de emprego durante a fase de implementação do projeto e sua operação, o projeto também irá gerar receitas fiscais, salários dos empregados e pacote de benefícios, como previdência social e seguro de vida. Além disso, a BER está implementando um programa socioambiental que integra atividades de pesca recreativa regional com o turismo local, contribuindo para o desenvolvimento sustentável local.

Portanto, indiscutivelmente, o projeto tem reduzido os impactos ambientais negativos e desenvolveu a economia regional, resultando, consequentemente, em melhor qualidade de vida. Em



outras palavras, a sustentabilidade ambiental, combinada com a justiça social e econômica, definitivamente, contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião. Algumas contribuições foram feitas pelo patrocinador do projeto para eventos locais da região onde o projeto está localizado, tais como : “*Filó a Cultura Esquecida*” e “*VI Festa da Gila 2011*”. Um dos objetivos desses eventos é resgatar a cultura regional por meio da música, dança e gastronomia .

Antes da implementação da atividade do projeto, não havia uma pequena central hidrelétrica ou outra atividade de projeto operacional no mesmo local do Projeto Pezzi. Na ausência da atividade do projeto, toda a energia seria fornecida por plantas da rede interligada. Concluindo, o cenário da linha de base e o cenário sem a atividade do projeto são os mesmos.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Pezzi Energética S.A. (entidade privada)	Não
	Brookfield Energia Renovável S/A (entidade privada)	
	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (Entidade privada)	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de divulgar o MDL - DCP, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).		

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

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:**A.4.1. Local da atividade do projeto:****A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado/Província, etc.

Estado do Rio Grande do Sul, região sul do Brasil

A.4.1.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.:

Municípios de Bom Jesus e Jaquirana.

A.4.1.4. Detalhe da localização física, inclusive informações que possibilitem a identificação inequívoca desta atividade do projeto (máximo de uma página):

O projeto está localizado no Sul do Brasil, estado do Rio Grande do Sul, entre os municípios de Bom Jesus e Jaquirana (Figura 1), e usa o potencial hídrico do rio Anta. As coordenadas geográficas da PCH² Pezzi são 28° 47' 32'' S e 50° 33' 54.16'' W (para a represa) e 28° 47' 28,41'' S e 50° 33' 51,65'' W (para a Casa de Máquinas).

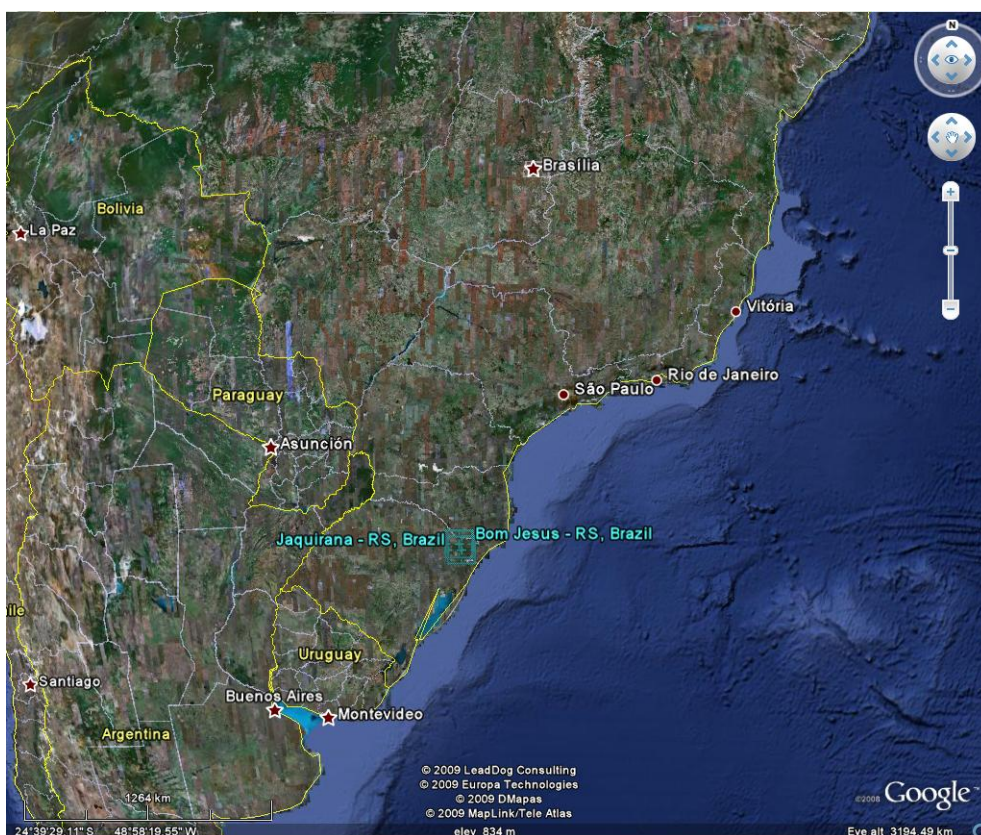


Figura 1 - Divisão política do Brasil representando os municípios de Bom Jesus e Jaquirana no estado do Rio Grande do Sul (Fonte: Google Earth, 2010)

Bom Jesus tem 11.843 habitantes, 2.626 km² (IBGE, 2010) e está a uma distância de 237 km de Porto Alegre³, capital do estado do Rio Grande do Sul. Jaquirana tem 4.404 habitantes, 908 km² (IBGE, 2010) e está a uma distância de 209 km de Porto Alegre⁴.

² PCH, que em português significa "Pequena Central Hidrelétrica".

³ Disponível no website CityBrazil <http://citybrazil.uol.com.br/rs/bomjesus/index.php>. Acessado em 22 de abril de 2010.

A.4.2. Categoria(s) da atividade do projeto:

Tipo: Energia e Energia elétrica.

Escopo setorial: 1 – Setores de energia (fontes renováveis/não renováveis).

A.4.3. Tecnologia a ser empregada pela atividade do projeto:

Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº. 652, emitida em 9 de dezembro de 2003, pequenas hidrelétricas devem ter capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW, e uma área de reservatório inferior a 3 km², que é o caso do projeto Pezzi.

O projeto da pequena central hidrelétrica de Pezzi é uma planta de fio d'água de 19 MW localizada no rio Antas. Pezzi é classificado como um projeto de hidrelétrica totalmente novo, de acordo com a ACM0002 - “*Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis*”, com um reservatório de 2,28 km².

Os projetos de fio d'água, como é o caso de Pezzi, não incluem um armazenamento significativo de água e devem, portanto, utilizar totalmente a vazão de água. Um típico esquema de fio d'água envolve um reservatório com baixo desvio e geralmente fica em correntezas de fluxo rápido (Figura 2).

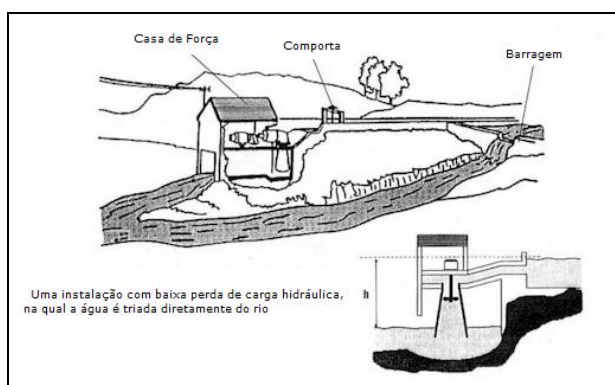


Figura 2 - Vista esquemática de uma central elétrica de fio d'água

Para determinar a vazão do rio na estação seca, foram utilizados dados fornecidos pela ANEEL, indicando a vazão média mensal do rio no local de atividade do projeto, de 1941 a 2006 (

⁴ Disponível no website CityBrazil: <http://citybrazil.uol.com.br/rs/jaquirana/index.php> . Acessado em 22 de abril de 2010.



Tabela 1).

Tabela 1 – Vazão média mensal do rio Das Antas no local do projeto.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Maio	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Média de 1941 a 2006 (m ³ /s)	36,7	52,1	37,2	33,0	36,7	44,4	54,6	59,8	72,9	63,7	42,0	33,9

O verão (21 de dezembro a 20 de março) é a estação seca na região. Segundo os números na tabela, a vazão média na estação seca é de 40,0 m³/s, que é ainda maior do que a vazão mínima exigida para a operação das duas turbinas ($2 \times 11,1 \text{ m}^3/\text{s} = 22,2 \text{ m}^3/\text{s}$).

Uma outra forma de caracterizar centrais elétricas de fio d'água advém da definição da Comissão Mundial de Barragens (CMB, 2000):

“Reservatórios de fio d'água. Reservatórios que criam uma altura manométrica hidráulica no rio para desviar parte dos fluxos do rio. Não possuem reservatório de armazenagem ou reserva de compensação diária limitada. Dentro dessas classificações gerais, há uma grande diversidade em escala, projeto, operação e potencial para impactos adversos”.

No caso da Pequena Central Hidrelétrica de Pezzi, os dias de tonelagem no volume máximo da represa durante a estação seca: 5,8 dias.

Assim, no entendimento dos participantes do projeto, a pequena central hidrelétrica de Pezzi pode ser considerada uma central de fio d'água de acordo com todos os critérios apresentados.

A tecnologia empregada no projeto é estabelecida no setor energético. As turbinas Kaplan são amplamente usadas nas centrais hidrelétricas (Figura 3). Elas são muito adequadas para situações em que existe baixa altura manométrica e grande quantidade de descarga. As pás de passagem ajustáveis permitem alta eficiência mesmo no intervalo de carga parcial e há uma pequena queda na eficiência devido à variação de altura manométrica ou carga ⁵.

Figura 3 - Exemplo de uma turbina Kaplan⁶

⁵ Fonte: The Worlds of David Darling (<http://www.daviddarling.info/>, acessado em 09/04/2010).

⁶ Fonte: Ossberger Water Power Engineering (<http://www.waterpower-engineering.co.uk/ossberger.html> accessed on 09/04/2010).



Os equipamentos e a tecnologia utilizados pela Atividade do Projeto de Pezzi foram aplicados de forma bem-sucedida a projetos semelhantes no Brasil e no mundo todo. Os fabricantes dos equipamentos estão no Brasil há algumas décadas e nenhum equipamento foi importado para implementar a atividade do projeto. Segue descrição técnica da instalação ⁷:

Tabela 2 – Configuração técnica da PCH Pezzi

Descrição:		Pezzi
PCH	Capacidade instalada (MW)	19
	Área do reservatório (km ²)	2,28
	Estimativa do total da energia gerada (MWmédios/ano)	11,52 ⁸
	Estimativa da energia assegurada (MWmédios/ano)	11,29
	Fator de carga	0,594
Turbinas	Tipo	Kaplan – eixo vertical
	Quantidade	2
	Potência nominal (MW)	9,74
	Vida Útil (anos)	40
	Ano de fabricação	2011
	Fabricante	ALSTON POWER
Geradores	Tipo	Trifásico, síncrono
	Quantidade	2
	Potência nominal (MVA)	10,60
	Fator de Potência	0,9
	Vida Útil (anos)	30
	Ano de fabricação	2011
	Fabricante	ALSTON POWER
	Eficiência esperada do grupo gerador (turbina, acoplamentos e gerador de eletricidade)	90,21% ⁹

Como mencionado anteriormente na seção A.2, antes da implementação da atividade do projeto, não havia uma pequena central hidrelétrica ou outra atividade de projeto operacional no mesmo local do Projeto Pezzi. Na ausência da atividade do projeto, toda a energia seria fornecida por plantas da rede interligada. Concluindo, o cenário da linha de base e o cenário sem a atividade do projeto são os mesmos.

⁷ Equipamentos de monitoramento detalhados na seção B.7.1

⁸ Estimativa considerando 2% de consumo interno e perdas na transmissão.

⁹ De acordo com o despacho da ANEEL nº 2.865, emitido em 29 de setembro de 2010



O equipamento de monitoramento envolvido na atividade do projeto está relacionado com a medição de eletricidade (diretamente envolvida nas reduções de emissões geradas pelo projeto) e ao nível da água no reservatório do projeto (conforme exigido pela ACM0002). Além disso, a capacidade instalada do projeto e o fator de emissão de CO₂ da rede também são monitorados, como exigido pela ACM0002, no entanto, não há necessidade de equipamento de monitoramento para esses parâmetros.

Haverá medidores (principal e reserva) especificados pela CCEE para medir a eletricidade líquida. Em relação ao nível de água, o monitoramento pode ser feito usando uma régua metálica ou pela instalação de um dispositivo eletrônico (monitoramento feito através de sondas ou boias). Mais informações relacionadas com os parâmetros de monitoramento e equipamentos envolvidos são apresentadas na seção B.7 do DCP.

Considerando a densidade de potência do projeto (8,33 W/m²), as emissões de metano dos reservatórios das PCHs foram consideradas como emissões do projeto. Além disso, a outra fonte de emissões inclusa no limite do projeto consiste nas emissões de CO₂ geradas por centrais elétricas alimentadas por combustível fóssil e interligadas à rede.

A.4.4. Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:

O fator de emissão estimado a partir dos dados publicados pela AND brasileira e usado para estimar as reduções de emissões pela planta é igual a 0,3095 tCO₂e/MWh. Consulte o Anexo 3 para obter detalhes sobre o cálculo do fator de emissão usado na estimativa *ex-ante*. Os resultados são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 3 – Reduções das emissões estimadas do Projeto de Pequena Central Hidrelétrica de Pezzi

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2012*	3.599
2013	21.534
2014	21.534
2015	21.534
2016	21.534
2017	21.534
2018	21.534
2019**	17.935
Total de reduções estimadas (toneladas de CO ₂ e)	150.737
Número total de anos de crédito	7
Média anual de reduções estimadas (toneladas de CO ₂ e)	21.534

*Início em 1 de novembro

** Até 31 de outubro

**A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:**

Não existe nenhum recurso de financiamento público para os PPs na atividade do projeto proposta. Os proponentes do projeto confirmam por meio deste que não há nenhuma restrição da Assistência Oficial ao Desenvolvimento (AOD) à atividade do projeto proposta.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento**B.1. Título e referência da metodologia aprovada de linha de base e monitoramento aplicada à atividade do projeto:**

ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (Versão 12.2.0).

- “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1);
- “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (versão 6.0.0);
- “Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” (versão 2.0.0).
- “Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade” (versão 3.0.1);

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

B.2. Justificativa da escolha da metodologia e da razão pela qual ela se aplica à atividade do projeto:

As condições de aplicabilidade da ACM0002 são todas atendidas pela atividade do projeto proposta como detalhado adicionalmente abaixo.

De acordo com essa metodologia, ela é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável interligada à rede que (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma planta de energia renovável era operada antes da implementação da atividade de (planta totalmente nova); (b) envolvem um acréscimo de capacidade; (c) envolvem retrofitting de planta(s) existente(s) ; ou (d) envolvem uma substituição da(s) planta(s) existente(s).

A atividade do projeto proposta é uma planta totalmente nova correspondendo à opção a). A metodologia também fornece as seguintes condições:

– A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, retrofitting ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d’água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica,



unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas ou unidade/central de energia de marés;

A atividade de projeto proposta é a instalação de uma pequena central hidrelétrica nova.

– No caso de aumentos de capacidade, modernizações ou substituições (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, energia solar, energia de ondas ou energia das marés que usam a Opção 2: na página 11 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou modernização da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto;

Não se aplica. A atividade do projeto proposta não corresponde a uma adição de capacidade, modernização ou substituição.

No caso de centrais hidrelétricas:

– Uma das seguintes condições deve se aplicar:

○ A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, sem qualquer alteração no volume de nenhum dos reservatórios; ou

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

○ Os resultados da atividade do projeto em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m^2 .

A atividade de projeto proposta apresenta densidade de potência maior do que 4 W/m^2 , conforme apresentado abaixo (veja mais detalhes na seção B.6.3): $8,33 \text{ W/m}^2$.

No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que 4 W/m^2 todas as condições a seguir deverão ser aplicadas:

– A densidade de potência calculada para a atividade do projeto completa usando a equação 5 é maior que 4 W/m^2 ;

– Reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada;

– O fluxo de água entre múltiplos reservatórios não é usado por qualquer outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto;

– A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que 4 W/m^2 , é menor que 15 MW;

– A capacidade instalada total das unidades geradoras, que são acionadas usando água de reservatórios com densidade de potência inferior a 4 W/m^2 , é inferior a 10% da capacidade instalada total da atividade de projeto de reservatórios múltiplos.

Não se aplica.

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

- Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;
- Centrais elétricas alimentadas com biomassa;
- Centrais hidrelétricas que resultam em um novo reservatório único ou no aumento de um reservatório único existente em que a densidade de potência da central elétrica é menor do que 4 W/m².

O projeto ainda é aplicável para uso da ACM0002, pois ele não corresponde a nenhuma das restrições listadas acima.

B.3. Descrição das fontes e dos gases abrangidos pelo limite do projeto

De acordo com a metodologia ACM0002, "a extensão espacial do limite do projeto inclui a central elétrica do projeto e todas as centrais elétricas interligadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a central elétrica do projeto de MDL está conectada". Abrange o local geográfico e físico da fonte de geração de energia hidrelétrica, que é representada pela bacia correspondente ao rio do projeto, perto da instalação da central, assim como da rede interligada (Figura 4). Em 26 de maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada brasileira publicou a Resolução nº 8, que define a rede interligada brasileira como um sistema único que abrange as cinco regiões do país¹⁰.

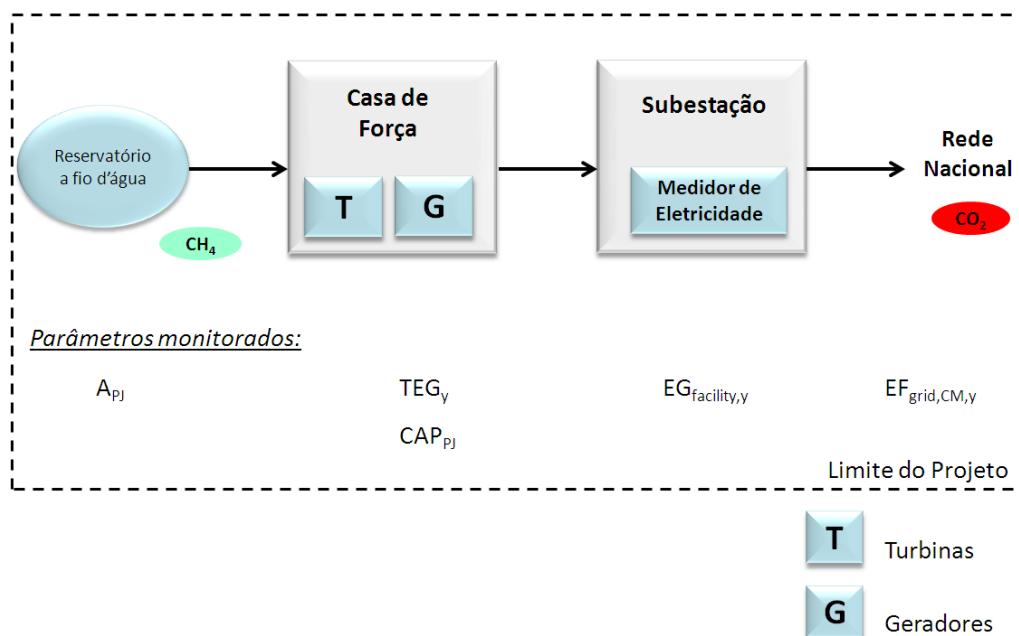


Figura 4 - Limite do projeto

¹⁰ Resolução nº 8 da CIMGC de 26 de maio de 2008, disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf.



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

Tabela 4 – Fontes e gases incluídos no limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluído(a) ?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH ₄	não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	não	Fonte de emissão pequena.
Atividade do Projeto	Para centrais geotérmicas, as emissões das fugas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico	CO ₂	não	Não se aplica.
		CH ₄	não	Não se aplica.
		N ₂ O	não	Não se aplica.
	Emissões de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais elétricas geotérmicas	CO ₂	não	Não se aplica.
		CH ₄	não	Não se aplica.
		N ₂ O	não	Não se aplica.
	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório	CO ₂	não	Fonte de emissão pequena.
		CH ₄	Sim	Fonte principal de emissão. As emissões do reservatório são contabilizadas como emissões do projeto, pois a densidade de potência da planta está entre 4 e 10 W/m ²
		N ₂ O	não	Fonte de emissão pequena.

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

Não há retrofitting, substituições e/ou adições de capacidade envolvidos na atividade do projeto. O projeto Pezzi consiste em uma central elétrica nova interligada à rede. Portanto, de acordo com a ACM0002, o cenário da linha de base é o seguinte:

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



Na ausência da atividade do projeto, toda a energia seria obtida da rede interligada. Assim, o cenário da linha de base é identificado como a continuidade da situação atual (anterior), com a eletricidade sendo fornecida pela rede emissora. Grandes quantidades de dióxido de carbono (CO₂) seriam emitidas na atmosfera. De acordo com a ANEEL (2010)¹¹, 69,39% da capacidade instalada do Brasil são compostas de centrais hidrelétricas e 25,03 % de usinas termelétricas.

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):

No momento da primeira versão preliminar do DCP, e até sua publicação para consulta pública internacional, não havia eventos relacionados ao início da implementação do projeto, os contratos não haviam sido assinados e nenhuma ação "sobre a qual o participante do projeto tenha tido gastos relacionados à implementação ou relacionados à construção da atividade do projeto"¹² foi tomada. Portanto, de acordo com as "Diretrizes para demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL" que afirma:

O Conselho decidiu que, para as atividades do projeto com data de início em ou após 02 de agosto de 2008, o participante do projeto deve informar a AND da Parte anfitriã e a Secretaria da UNFCCC, por escrito, sobre o início da atividade do projeto e sobre sua intenção de buscar status de MDL. Essa notificação não é necessária se um DCP foi publicado para consulta pública internacional ou uma nova metodologia foi proposta ao Conselho Executivo antes da data de início da atividade do projeto.

Embora não fosse necessário, o proponente do projeto informou sua decisão em buscar o status de MDL à parte anfitriã e à Secretaria da UNFCCC. No entanto, tal notificação não é exigida, uma vez que a data de início do projeto ocorreu apenas em 30/11/2010, quando o contrato de Engenharia e Construção (EPC) foi assinado.

Antes da implementação do projeto, e durante a mesma, ações contínuas foram tomadas para assegurar o status de MDL do projeto, os participantes do projeto mantiveram uma linha do tempo indicando os marcos relacionados:

Tabela 5 - Síntese das ações

Datas estimadas	Ações
22/08/2008	Brookfield Energia Renovável enviou uma carta à AND (A Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima) com relação à intenção da empresa em buscar o status de MDL para a PCH Pezzi.
27/08/2008	A Brookfield Brookfield Energia Renovável assina um contrato de consultoria com a Ecopart referente à PCH Pezzi.

¹¹ Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Banco de Informações de Geração (BIG). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>, acessado em 28/06/2010.

¹² Glossário de termos do MDL (Versão 05). Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/glos_CDM.pdf>.



28/01/2009	A Brookfield Energia Renovável comunica a UNFCCC da intenção da empresa em buscar o status de MDL para a PCH Pezzi.
28/01/2009	A Brookfield Brookfield Energia Renovável assina um contrato de validação com a BVC referente à PCH Pezzi.
02/09/2010	Ecopart enviou um e-mail à UNFCCC, reafirmando a intenção do proponente do projeto em buscar o status de MDL para a atividade do projeto.
25/11/2010	DCP - Publicação do GSP
13/12/2010	Visita ao local para validação

Para a demonstração de adicionalidade, a metodologia de linha de base proposta referencia a Ferramenta de adicionalidade (a versão 6.0.0 é a mais recente no momento do desenvolvimento do DCP) aprovada pelo Conselho Executivo. A ferramenta considera alguns passos importantes necessários para descobrir se a atividade do projeto é adicional e para demonstrar como as reduções de emissões não ocorreriam na ausência da atividade do Projeto Pezzi. A aplicação da ferramenta mencionada anteriormente é descrita nos próximos parágrafos.

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

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade do projeto:

Cenário 1: A alternativa à atividade do projeto é a continuidade da situação atual (anterior), que é o fornecimento de eletricidade pelo Sistema Interligado Nacional (SIN).

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

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias:

Para as duas alternativas, a atividade do projeto e os cenários alternativos, estão em conformidade com todas as normas, de acordo com as seguintes entidades:

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- Ministério de Minas e Energia (MME);
- Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler (FEPAM);

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 2

Passo 2. Análise de investimentos

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

A adicionalidade é demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento; opção III da Ferramenta de adicionalidade. As opções I e II não se aplicam à atividade do projeto proposta. Todas as evidências que apoiam a discussão apresentada a seguir foram fornecidas à EOD.

Subpasso 2b – Opção III – Aplicar a análise de benchmark

O indicador financeiro identificado para a atividade do projeto de MDL Pezzi é a TIR do projeto. A TIR apresentada aqui é comparada ao benchmark adequado do setor elétrico, que é o custo médio ponderado de capital (CMPC).

Custo médio ponderado de capital (CMPC)

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

O cálculo do CMPC é feito com base em parâmetros padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do desenvolvedor deste projeto específico. O CMPC do setor na data da decisão da análise financeira do projeto, 22 de agosto de 2008, era de 11,45%.

Todas as hipóteses feitas e todos os dados usados para estimar o benchmark foram apresentados à EOD. A planilha usada para o cálculo do CMPC também foi fornecida à EOD.

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

We e **Wd** são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. **We** é de 30,8% e **Wd**, de 69,2%. Esses números derivam da alavancagem típica de projetos semelhantes no setor no Brasil, com base nas regras para empréstimos de longo prazo disponíveis do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES¹³. O BNDES é o maior provedor de empréstimos de longo prazo do país; ele fornece financiamento para projetos de pequena a grande escala. Empréstimos de longo prazo são raramente oferecidos por bancos comerciais, e geralmente, essas entidades não oferecem uma taxa competitiva em comparação com a do BNDES.

Kd é o custo da dívida, que é observado no mercado com relação à atividade do projeto, e que já leva em conta os benefícios de impostos de contratação de dívidas. **Kd** é 6,18% e também deriva de empréstimos de longo prazo aplicados ao setor no Brasil e, portanto, tem como base as taxas de juros da linha de crédito do esforço de financiamento do BNDES.

¹³ Disponível do website do BNDES: <<http://inter.bndes.gov.br/english/conditions.asp>>.



Ke é o custo do capital próprio, estimado através do modelo de determinação do preço dos ativos fixos (CAPM, abreviação do inglês "Capital Asset Pricing Model"). **Ke** é de 23,31%. **Ke** deriva de uma taxa livre de riscos mais o prêmio de risco do mercado ajustado ao setor através de Beta. A taxa livre de riscos, o prêmio de risco do mercado e o Beta foram calculados com base nos dados disponíveis para o público e apresentados à EOD.

Inserindo esses números na fórmula do CMPC:

$$\text{CMPC} = 0,692 \times 6,18\% + 0,308 \times 23,31\% = 11,45\%$$

Subpasso 2c - Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

O fluxo de caixa da atividade do projeto, contendo o cálculo da TIR do projeto da atividade do projeto foi fornecido à EOD em um anexo separado deste MDL - DCP. As hipóteses relevantes feitas estão de acordo com a *Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos*.

A TIR do projeto, como apresentada à EOD, é de 6.81%. Este número mostra que a TIR do projeto é menor que o CMPC do setor – 11,45% - o benchmark. Portanto, fica evidente que a atividade do projeto não é financeiramente atraente ao investidor (Tabela 6).

Tabela 6 – Comparação entre a TIR do projeto e o CMPC do setor

Projeto	TIR (%)	CMPC (%)
PCH Pezzi	6,81	11,45

A data da análise é 22 de agosto de 2008; a tabela abaixo apresenta os valores mais significativos considerados na planilha, além da documentação de referência.

Tabela 7 – Parâmetros principais incluídos no fluxo de caixa do projeto

Parâmetro	Valor (milhares)	Documentação de referência
Custo total do investimento	R\$ 129.645	Estimativa de custo total feita pela Robota Engenharia. O valor aplicado pode ser conferido com a projeção do custo de implementação da PCH da Brookfield para 2010 com base na experiência da empresa, com a apólice de seguro do projeto, com os contratos assinados e o balanço auditado. Todas as referências apresentam um custo de investimento maior; o valor aplicado foi o mais conservador.
Custos de O&M	BRL 11,11/MWh	Com base na experiência do PP, esse valor pode ser conferido com o banco de dados histórico e



		referências do setor (Estudo de PCHs da Eletrobrás).
Custos de transmissão e tributários	TUSD: BRL 1,50/kW/mês Tarifa ANEEL: 1,52/kW/ano	De acordo com a resolução ANEEL nº 452 / 2007 De acordo com a resolução ANEEL nº 3731 / 2007
Preço da energia	BRL 144,74/MWh	Com base no preço do primeiro leilão de energia alternativa ocorrido em 18/06/2007 (BRL 134,99/MWh) e a inflação ajustada pelo IPCA no período em questão (7,22 %).
Quantidade de eletricidade despachada para a rede por ano	98.900 MWh/ano	Com base no valor de energia assegurada (11,29MW _{médios}) estabelecido pela concepção do projeto otimizado.
Taxas	PIS: 0,65% COFINS: 3% Contribuição social: 1,08% (9% de 12%) IRPJ: 2% (25% de 8%)	PIS: Lei no. 10.637, 31 de dezembro de 2002 COFINS: Lei no. 10.833, 29 de dezembro de 2003. Lei no. 8.981, 20 de janeiro de 1995 Lei no. 9.430, 27 de dezembro de 1996
Depreciação	3,33% (30 anos)	Resolução ANEEL nº 44, datada de 17 de março de 1999 (itens 35 e 85 desta resolução).
Valor justo	R\$ 42.977	Calculado na planilha da análise financeira. Incluído no final do período de avaliação financeira como uma entrada de caixa no ano final. A inclusão do valor justo no fluxo de caixa é uma medida conservadora, pois o valor completo das despesas de capital não foi consumido. O valor considera o valor total da construção e a quantidade de depreciação contabilizados no



		fluxo de caixa.
--	--	-----------------

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade, conforme estabelecida pela “*Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos*”, deve ser conduzida considerando variáveis que constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto, incluindo os custos iniciais do investimento. Portanto, serão feitas variações aumentando as receitas do projeto (venda de eletricidade e fator de carga da planta), reduzindo as despesas de investimento e reduzindo os custos de operação e manutenção.

Também de acordo com a orientação, “*variações na análise de sensibilidade devem cobrir, pelo menos, uma faixa entre +10% e -10%, a menos que isso não seja considerado adequado no contexto das circunstâncias do projeto específico*”. Portanto, foram realizadas análises financeiras alterando cada um desses parâmetros em 10%, embora essa variação evidentemente não seja esperada, e avaliando qual seria o impacto na TIR do projeto. Os resultados da análise de sensibilidade são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 8 – Resultados da análise de sensibilidade.

PCH Pezzi	Variação	TIR	CMPC
TIR original	-	6,81	11,45
Aumento de tarifa	+10%	7,94	
Aumento no fator de carga da planta ou aumento na produção do projeto	+10%	7,85	
Redução do custo de O&M	-10%	6,91	
Redução de investimento	-10%	7,83	

Um investidor típico do setor não seria atraído para investir no projeto porque a TIR é menor que o benchmark. Esse seria o caso, mesmo ocorrendo uma variação positiva de 10% nos preços da energia ou no fator de carga, ou uma variação negativa de 10% nos custos totais ou nos investimentos totais do projeto, como apresentado na tabela acima.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3**Passo 3. Análise de barreiras**

Não se aplica.

Passo 4. Análise da prática comum

De acordo com a ferramenta metodológica “Demonstração e avaliação da adicionalidade”, “os projetos são considerados semelhantes se estão no mesmo país/região e/ou se têm como base uma



tecnologia amplamente semelhante, são de uma escala similar e ocorrem em um ambiente comparável com relação a marco regulatório, clima de investimentos, acesso a tecnologia, acesso a financiamento etc".

Com base na definição apresentada acima, a ferramenta proporciona uma abordagem gradual a ser aplicada ao conduzir a prática comum para identificar projetos similares à atividade de projeto do MDL proposta. Além disso, a ferramenta estabelece que esta abordagem deverá ser usada de a atividade de projeto do MDL proposta atender a uma das medidas dadas abaixo:

- (a) Substituição de combustível e matéria-prima;
- (b) Substituição de tecnologia com ou sem alteração da fonte de energia (incluindo melhorias da eficiência energética, assim como o uso de energias renováveis);
- (c) Destruição do metano;
- (d) Prevenção de formação de metano.

Considerando as medidas apresentadas acima, a atividade do projeto Pezzi aplica a opção (b) uma vez que o projeto consiste na comutação da geração de eletricidade da rede para a geração de eletricidade a partir de uma fonte hídrica (centrais hidrelétricas)¹⁴.

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

Aplicando a faixa de geração de +/-50% no projeto Pezzi, somente as plantas com capacidade instalada entre 9,5 MW e 28,5 MW foram consideradas.

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável, calculada no Passo 1, como a atividade do projeto proposta e tenha iniciado a operação comercial antes da data de início do projeto. Não o número delas N_{all} . As atividades de projeto do MDL registradas e os projetos submetidos à validação não devem ser incluídos no passo.

Para realizar a análise do passo 2, os PPs consideraram as definições da área geográfica e geração apresentadas na ferramenta metodológica "Demonstração e avaliação da adicionalidade".

(i) *Saída*

A ferramenta de adicionalidade define geração como “bens ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis (p.ex. clínquer, iluminação, cozinha residencial)”. Portanto, no caso do projeto Pezzi, a geração considerada é a eletricidade renovável gerada pelas centrais geradoras hidrelétricas interligadas à rede.

(ii) *Área geográfica aplicável*

A ferramenta de adicionalidade afirma:

“A área geográfica aplicável abrange o país anfitrião como padrão; se a tecnologia aplicada no projeto não for específica ao país, então a área geográfica aplicável deve ser estendida a outros países”.

A tecnologia a ser usada na atividade do projeto não é específica ao país. Não obstante, alguns aspectos importantes relacionados à tecnologia deverão ser considerados. O Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599 quilômetros quadrados¹⁵ (com mais de 4.000 km de distância entre o eixo norte-sul, assim como no eixo leste-oeste) e seis climas distintos: subtropical, semiárida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida). Considerando as condições distintas do clima, a precipitação varia de 500 a mais de 3.000 mm/ano¹⁶. Obviamente, essas variedades climáticas têm forte influência sobre os aspectos técnicos relacionados à implementação de uma pequena central hidrelétrica, já que os eventos meteorológicos têm forte influência no processo hidrológico¹⁷. “O clima afeta todos os principais aspectos do setor de energia elétrica desde o sistema de geração, transmissão e distribuição de eletricidade até a demanda de consumo de energia”¹⁸.

Considerando o estado onde Pezzi está localizada – Rio Grande do Sul -, ela tem uma extensão de 268.781,896 quilômetros quadrados¹⁹. Isso demonstra que o Rio Grande do Sul é considerado grande e as diferenças físicas e climáticas podem influenciar a implementação de pequenas centrais hidrelétricas. No entanto, os participantes do projeto decidiram analisar projetos localizados no mesmo estado da atividade do projeto proposta por conservadorismo.

Uma evidência da distinguibilidade regional do clima pode ser observada pela divisão do valor do preço spot em submercados (Sul, Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte), conhecido como *Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)*. O PLD é usado para precificar a compra e venda de eletricidade no mercado de curto prazo.

Entretanto, as condições climáticas não são a única característica distintiva entre as diversas regiões brasileiras. A tarifa aplicada ao sistema de distribuição de eletricidade usa a *Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)*, que varia dependendo do estado ao qual a central elétrica está interligada. A TUSD é estabelecida por regulação específica fornecida pela ANEEL e tem um impacto forte sobre a análise financeira de um projeto. Apenas para fins de referência, a partir do segundo

¹⁴ Analogamente ao exemplo apresentado no Anexo 8 do CE 62.

¹⁵ Disponível em: http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm.

¹⁶ Informações disponíveis ao público no website do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET. Gráfico de normas climatológicas (1961 a 1990): <<http://www.inmet.gov.br/>>.

¹⁷ PINTO, J. A. Estudo de indicadores climáticos para a previsão de longo termo de vazões na bacia do Alto São Francisco. Universidade Federal de Minas Gerais: Belo Horizonte, 2005. Disponível em: <<http://www.smarh.eng.ufmg.br/defesas/20D.PDF>>.

¹⁸ VESELKA, T. D. Balance power [Equilíbrio de energia]: A warming climate could affect electricity. Geotimes. Earth, energy and environment news [Um clima quente poderia afetar a eletricidade. Geotimes. Notícias sobre a Terra, energia e meio ambiente]. American Geological Institute [Instituto Geológico dos EUA]: Agosto de 2008. Disponível em: <http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html>.

¹⁹ Informações disponíveis ao público no website do IBGE: <<http://ibge.gov.br/>>.

semestre de 2010, a TUSD no estado do Paraná (localizado na mesma região do Rio Grande do Sul) era de BRL 2,65/kW²⁰ e a do estado do Rio Grande do Sul era de BRL 3,01/kW²¹ (maior que a do Paraná).

Além disso, cada estado tem uma agência ambiental específica responsável pela determinação das normas técnicas necessárias para obter todas as licenças ambientais, com normas regionais e processo administrativo distinto estabelecidos por cada região do estado.

Portanto, ao avaliar as diferentes condições climáticas de cada região, o marco regulatório ambiental específico de cada estado, a subdivisão do preço da energia por mercados e os diferentes valores da TUSD aplicados a cada estado brasileiro, está claro que o território nacional não consiste dos mesmos “ambientes comparáveis” como exigido pela ferramenta “Demonstração e avaliação da adicionalidade”. Sem dúvida, estas diferenças entre os estados brasileiros (clima, preço da energia, custos de transmissão/distribuição e legislação ambiental) têm impactos técnicos, financeiros e regulatórios para a implementação de centrais hidrelétricas. Portanto, é razoável considerar apenas projetos localizados no Rio Grande do Sul como semelhantes à atividade de projeto proposta.

Considerando as definições apresentadas acima, apenas a eletricidade gerada pelas centrais hidrelétricas interligadas à rede localizadas no estado do Rio Grande do Sul e cuja capacidade instalada seja entre 9,5 MW e 28,5 MW (como calculado no passo 1 acima) foram relacionadas. Além disso, os projetos do MDL foram excluídos dessa análise.

Tabela 9– Centrais hidrelétricas interligadas à rede, com capacidade instalada entre 9,5 MW e 28,5 MW no Rio Grande do Sul (sem incentivos de MDL)

Projeto	Potência instalada (kW)	Tipo	PROINFA
Linha Emília	19.500	Pequeno	X
Cotiporã	19.500	Pequeno	X
Caçador	22.500	Pequeno	X
José Barasuoul (Ex. Linha 3 Leste)	14.335	Pequeno	-
Esmeralda	22.200	Pequeno	X
São Bernardo	15.000	Pequeno	X
Bugres ²²	11.120	Grande	-

Fonte: ANEEL (2011)²³, UNFCCC (2011)²⁴ e Eletrobrás (2011)²⁵

²⁰ Resolução ANEEL nº 1.015 publicada em 22 de junho de 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20101015.pdf>.

²¹ Resolução ANEEL nº 1.074, publicada em 19 de outubro de 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/atreh20101074.pdf>.

²² Embora o projeto tenha uma capacidade instalada abaixo de 30 MW, Bugres é classificado como um projeto de grande escala de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Informações disponíveis em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/GeracaoTipoFase.asp?tipo=1&fase=3&UF=RS:RIOGRANDEDO SUL>.



Considerando a tabela acima, $N_{all} = 7$.

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

De acordo com a ferramenta de adicionalidade, diferentes tecnologias são tecnologias que proporcionam a mesma geração e diferem em pelo menos um dos seguintes itens (conforme apropriado, no contexto da medida aplicada no projeto de MDL proposto e na área geográfica aplicável):

- (a) Fonte de energia/combustível;
- (b) Matéria-prima;
- (c) Tamanho da instalação (capacidade energética):
 - (i) Micro (conforme definição do parágrafo 24 da Decisão 2/CMP.5 e parágrafo 39 da Decisão 3/CMP.6);
 - (ii) Pequena (conforme definição do parágrafo 28 da Decisão 1/CMP.2);
 - (iii) Grande.
- (d) Clima de investimento na data da decisão do investimento, inter alia:
 - (i) Acesso à tecnologia;
 - (ii) Subsídios ou outros fluxos financeiros;
 - (iii) Políticas promocionais;
 - (iv) Normas legais;
- (e) Outras características, inter alia:
 - (i) Custo unitário da geração (os custos unitários são considerados diferentes se diferirem pelo menos 20%).

Considerando as informações acima, os participantes do projeto identificaram os seguintes tipos de tecnologias que diferem da atividade de projeto proposta:

- (a) Tamanho da instalação (capacidade energética):
 - Micro (conforme definição do parágrafo 24 da Decisão 2/CMP.5 e parágrafo 39 da Decisão 3/CMP.6);
 - Pequena (conforme definição do parágrafo 28 da Decisão 1/CMP.2);

²³ ANEEL (2011). Banco de informações de Geração (BIG). Sumário – Estado de Minas Gerais. Agência Nacional de Energia Elétrica. Acessado em 10 de janeiro de 2012. Informações disponíveis em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.asp?cmbEstados=MG:MINAS GERAIS>.

²⁴ UNFCCC (2011). Project activities [Atividades do projeto]. Validation [Validação]. United Nations Framework Convention on Climate Change [Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima]. Disponível em <http://cdm.unfccc.int/index.html>.

²⁵ ELETROBRAS (2011). Centrais Elétricas Brasileiras S/A. Programas e fundos setoriais. Proinfa. Relação de empreendimentos contratados e extratos de contratos e termos aditivos celebrados. Disponível em: <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>.

– Grande.

De acordo com a regulamentação brasileira, as hidrelétricas de pequena escala são definidas como plantas com capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW e áreas de reservatório menores que 3 km²²⁶. Uma vez que o projeto Pezzi está inserido no contexto da legislação brasileira, é razoável comparar a atividade do projeto com outras pequenas centrais hidrelétricas, de acordo com a definição do país anfitrião de pequenas centrais hidrelétricas (e não a definição do CE do MDL de pequena escala).

Considerando as explicações acima, nenhuma central hidrelétrica de grande porte (*ou seja*, capacidade instalada acima de 30 MW e áreas de reservatório maiores que 3 km²) foi considerada nesta análise da prática comum. Portanto, a tecnologia que fornece a mesma geração do projeto Pezzi - no contexto de área geográfica medida e aplicável do projeto - é a geração de eletricidade por pequenas centrais hidrelétricas interligadas à rede. As centrais hidrelétricas de grande escala devem ser consideradas como tendo uma tecnologia diferente daquela da atividade de projeto proposta.

Tabela 10 – Centrais hidrelétricas interligadas à rede, com capacidade instalada entre 9,5 MW e 28,5 MW no Rio Grande do Sul (sem incentivos de MDL)

Projeto	Potência instalada (kW)	Tipo	PROINFA
Linha Emília	19.500	Pequeno	X
Cotiporã	19.500	Pequeno	X
Caçador	22.500	Pequeno	X
José Barasuoul (Ex. Linha 3 Leste)	14.335	Pequeno	-
Esmeralda	22.200	Pequeno	X
São Bernardo	15.000	Pequeno	X
Bugres	11.120	Grande	-

Fonte: ANEEL (2011)²⁷, UNFCCC (2011)²⁸ e Eletrobrás (2011)²⁹

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

- (i) Políticas promocionais

²⁶ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 652, emitida em 9 de dezembro de 2003.

²⁷ ANEEL (2011). Banco de informações de Geração (BIG). Sumário – Estado de Minas Gerais. Agência Nacional de Energia Elétrica. Acessado em 10 de janeiro de 2012. Informações disponíveis em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.asp?cmbEstados=MG:MINAS GERAIS>>.

²⁸ UNFCCC (2011). Project activities [Atividades do projeto]. Validation [Validação]. United Nations Framework Convention on Climate Change [Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima]. Disponível em <<http://cdm.unfccc.int/index.html>>.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (*PROINFA*) foi criado pela lei núm. 10.438 datada de 26 de abril de 2002. Entre outras, uma das metas da iniciativa é aumentar a participação das fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo assim para uma maior sustentabilidade ambiental. Para alcançar essas metas, o governo brasileiro designou a companhia de energia elétrica estatal federal Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) para atuar como principal offtaker da energia elétrica gerada por instalações de energia alternativa no Brasil, celebrando contratos de compra e venda de energia elétrica de longo prazo com produtores de energia alternativa, com preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrada dos consumidores finais. Além disso, o decreto brasileiro núm.. 5.025 de 30^{de} março de 2004, que regulamenta a Lei nº. 10.438, determina que o PROINFA tenha como objetivo a redução dos gases de efeito estufa, conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), no âmbito do Protocolo de Quioto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política do “Tipo E-”.

- Considerando as explicações acima, os projetos que tem participado no PROINFA não podem ser comparados com os projetos que não recebem esse tipo de incentivo. Uma vez que o projeto Pezzi não recebe incentivos do PROINFA, os projetos PROINFA deverão ser considerados como tendo uma tecnologia diferente daquela da atividade do projeto proposta.

- **Tabela 11 – Centrais hidrelétricas interligadas à rede, com capacidade instalada entre 9,5 MW e 28,5 MW no Rio Grande do Sul (sem incentivos de MDL e/ou PROINFA)**

Projeto	Potência instalada (kW)
A pequena central hidrelétrica José Barasuol (Ex. Linha 3 Leste)	14.335
Bugres	11.120

- (ii) Normas legais
 - Marco do setor elétrico

Até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência de capacidade de investimento do estado, o governo iniciou o processo de privatização. No entanto, no final do ano 2000, os resultados ainda eram modestos. Embora outras iniciativas com o objetivo de aumentar a geração de eletricidade no país fossem tomadas entre 1990 e 2003; elas não atraíram novos investimentos para o setor. Em

²⁹ ELETROBRAS (2011). Centrais Elétricas Brasileiras S/A. Programas e fundos setoriais. Proinfa. Relação de empreendimentos contratados e extratos de contratos e termos aditivos celebrados. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>>.



2003, o governo recém-eleito decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de eletricidade para impulsionar investimentos no setor de energia elétrica. As regras do mercado foram mudadas e novas instituições criadas como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – uma instituição responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico com a função de avaliar, em uma base perene, a segurança do fornecimento de energia elétrica – e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – uma instituição responsável pelo gerenciamento da comercialização de energia elétrica dentro do sistema interligado. Essa nova estrutura foi aprovada pelo Congresso e publicada em março de 2004³⁰. Dado o novo marco regulatório, os participantes do projeto consideraram apenas os projetos que entraram em operação a partir de abril de 2004. Os projetos que entraram em operação antes do novo marco da eletricidade devem ser considerados como tendo uma tecnologia diferente daquela da atividade do projeto.

Ao fazer uma análise aprofundada, os participantes do projeto observaram que a pequena central hidrelétrica José Barasuol (Ex. Linha 3 Leste) e a central hidrelétrica de Bugres iniciaram suas operações em dezembro de 2003 e 1952, respectivamente, *ou seja*, antes do novo marco do setor de eletricidade³¹.

Considerando a informação acima, $N_{diff} = 7$.

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

Uma vez que $N_{diff} = 7$ e $N_{all} = 7$:

$$N_{all} - N_{diff} = 0 < 3 \text{ e,}$$

$$F = 1 - N_{diff} / N_{all} = 0 < 0,2$$

Portanto, a atividade do projeto Pezzi não é uma prática comum.

Uma planilha com a pesquisa completa da análise da prática comum está disponível com os participantes do projeto e foi apresentada à EOD durante a validação.

SATISFEITO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL

B.6. Reduções de emissões:

³⁰ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm

³¹ A pequena central hidrelétrica José Barasuol (Ex. Linha 3 Leste) iniciou suas operações em dezembro de 2003. Informações disponíveis em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20031045.pdf> >.

**B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:**Emissões da linha de base

As emissões da linha de base são calculadas usando a geração anual (eletricidade anual do projeto despachada para a rede) vezes a taxa de emissão média de CO₂ da linha de base estimada e correspondem às emissões de CO₂ deslocadas como consequência da atividade do projeto, calculadas da seguinte forma:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

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

E considerando que a atividade do projeto consiste em uma "instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede em um local onde nenhuma central elétrica renovável operava antes da implementação da atividade do projeto", então:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

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

Para calcular o fator de emissão de CO₂ da margem combinada, de acordo com a ferramenta metodológica “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, foram seguidos os seis passos a seguir:

PASSO 1 - Identificar os sistemas elétricos relevantes.

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



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

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

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

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

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

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

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

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

Os participantes do projeto podem escolher entre as duas opções a seguir para calcular o fator de emissão da margem de operação e da margem de construção:

Opção (i): somente as centrais elétricas da rede são incluídas no cálculo;

Opção (ii): tanto as centrais elétricas da rede quanto as centrais elétricas fora da rede são incluídas no cálculo.

Foi escolhida a Opção I da ferramenta que é incluir no cálculo somente as centrais elétricas da rede³².

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

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

(a) OM simples ou

(b) OM simples ajustada ou

³² De acordo com a Resolução nº 8, publicada em 26 de maio de 2008 pela AND brasileira, a rede interligada nacional foi definida como um sistema individual que abrange todas as cinco macrorregiões geográficas do país. Assim, nenhuma central elétrica fora da rede foi incluída no fator de emissão do sistema elétrico, portanto, o passo 2 não foi escolhido.

(c) OM da análise dos dados de despacho ou

(d) OM média.

A AND brasileira disponibilizou o fator de emissão da margem de operação calculado usando a opção c – OM da análise dos dados de despacho. Informações detalhadas sobre os métodos e dados aplicados podem ser obtidas no website da AND³³.

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

O fator de emissão da OM da análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades geradoras que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora h onde o projeto está deslocando eletricidade. Essa abordagem não se aplica aos dados históricos e, portanto, exige o monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$. Como consequência, será calculado ex-post. Somente para fins de estimativa, serão usados os números dos anos mais recentes.

O $EF_{grid,OM-DD,y}$ será calculado usando a fórmula a seguir:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

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

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

$EF_{EL,DD,h}$ = fator de emissão de CO₂ para centrais elétricas da rede no topo da ordem de despacho em horas h no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,y}$ = Total de eletricidade deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh);

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

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

Como mencionado acima, a AND do país anfitrião fornecerá o parâmetro $EF_{EL,DD,h}$ para que os participantes do projeto possam calcular o fator de emissão da margem de operação. Dessa forma, esse dado será atualizado anualmente aplicando o número publicado pela AND brasileira. Para fins de estimativa, os dados para o ano mais recente disponível no website da AND serão usados.

³³ Site acessado em junho de 2010: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>

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

De acordo com a “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”, em termos de período de dados, os participantes do projeto podem escolher uma das duas opções a seguir:

Opção 1: Para o primeiro período de obtenção de créditos, calcular o fator de emissão da margem de construção *ex ante* com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra *m* quando do envio do MDL-DCP para a EOD para validação. Para o segundo período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas quando do envio da solicitação de renovação do período de obtenção de créditos para a EOD. Para o terceiro período de obtenção de créditos, deverá ser usado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de créditos. Essa opção não exige o monitoramento do fator de emissão durante o período de obtenção de créditos.

Opção 2: Para o primeiro período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente, *ex post*, incluindo as unidades construídas até o ano de registro da atividade do projeto ou, se as informações até o ano de registro ainda não estiverem disponíveis, incluindo as unidades construídas até o ano mais recente para o qual existem informações disponíveis. Para o segundo período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção deverá ser calculado *ex ante*, conforme descrito na opção 1 acima. Para o terceiro período de obtenção de créditos, deverá ser usado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de créditos.

Em termos de período, foi escolhida a **opção 2**. Nesse sentido, a margem de construção será atualizada anualmente, *ex post*. A margem de construção também será calculada pela AND. O número é publicado no website e para fins de estimativa será usado o dado para o ano mais recente.

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

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

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

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

(MWh);

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

m = Unidades geradoras incluídas na margem de construção;

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



- **PASSO 6** – Calcular o fator de emissão da margem combinada

O cálculo da margem combinada (CM) é feito com base em um dos seguintes métodos:

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

O método de CM média ponderada (opção a) deve ser usado como opção preferencial.

O método de CM simplificada (opção b) pode ser usada somente se:

- A atividade de projeto é localizada em um País Menos Desenvolvido ou em um país com menos de 10 projetos MDL registrados na data de início da validação; e
- Os dados requeridos no passo 5 não podem ser obtidos.

(a) *CM média ponderada*

A margem combinada do fator de emissão é calculado como a seguir:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- $EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh);
- $EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação no ano y (tCO₂/MWh);
- w_{OM} = Ponderação do fator de emissões da margem de operação (%);
- w_{BM} = Ponderação do fator de emissões da margem de construção (%).

Os seguintes valores padrões devem ser usados para w_{OM} e w_{BM} :

- Atividades de projeto de geração de energia eólica e solar : $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ (devido à sua natureza intermitente e não-despachável) para o primeiro período de crédito e para os períodos de crédito seguintes;
- Todos os outros projetos: $w_{OM} = 0,5$ e $w_{BM} = 0,5$ para o primeiro período de crédito, e $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ para o segundo e terceiro período de crédito salvo disposição em contrário da metodologia aprovada, que se refere a esta ferramenta.

Uma vez que Pezzi é uma pequena central hidrelétrica, os pesos usados para a margem de operação e de construção são 0,5 para ambas.



(a) CM simplificada

A margem combinada é calculada usando a equação 5 acima com as seguintes considerações:

- $w_{BM} = 0$;
- $w_{OM} = 1$.

Com a CM simplificada, o fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,BM,y}$) deve ser calculada usando a margem de operação média (opção (d) no passo 3 da “Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico).

Assim, para o projeto Pezzi, o cálculo da margem combinada é baseado no método a) providenciado pela ferramenta.

Emissões de Projeto (PE_y)

A atividade do projeto proposta pode envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Nesse sentido, de acordo com a metodologia do MDL selecionada, essas emissões devem ser consideradas como emissões do projeto usando a equação a seguir:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

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

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

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não

condensáveis no ano y (tCO₂e/ano);

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

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

Considerando que não existe combustão de combustíveis fósseis na atividade do projeto proposta, $PE_{FF,y} = 0$ tCO₂/ano.

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

Considerando que a atividade do projeto proposta consiste na construção de uma pequena central



hidrelétrica, não há emissões de gases não-condensáveis a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas. Portanto, $PE_{GP,y} = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$.

Emissões dos reservatórios de água de centrais hidrelétricas ($PE_{HP,y}$)

De acordo com a ACM0002, novos projetos de hidrelétricas que resultam em reservatórios únicos ou múltiplos devem considerar as emissões do projeto, estimadas da seguinte maneira:

- a) Se a densidade de potência dos reservatórios únicos ou múltiplos (PD) das centrais elétricas for maior do que 4 W/m^2 e menor ou igual a 10 W/m^2 :

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto a partir dos reservatórios de água $\text{tCO}_2\text{e/ano}$;

EF_{Res} = Fator de emissão padrão para as emissões dos reservatórios de centrais hidrelétricas no ano y ($\text{kgCO}_2\text{e/MWh}$);

TEG_y = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, inclusive a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida para cargas internas, no ano y (MWh).

- (b) Se a densidade de potência (DP) da atividade for maior que 10 W/m^2 : $PE_{HP,y} = 0$

A densidade de potência da atividade do projeto é calculada como a seguir:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad \text{Equação 8}$$

Onde:

PD = Densidade de potência da atividade do projeto, em W/m^2 ;

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W);

Cap_{BL} = Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W); Para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero;



A_{PJ} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2);

A_{BL} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

Emissões das fugas (LE_y)

Nenhuma emissão das fugas é considerada.

Reduções de emissões (ER_y)

De acordo com a metodologia selecionada aprovada ACM0002, as reduções de emissões são calculadas da seguinte maneira:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad \text{Equação 9}$$

Onde:

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

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

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

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado / Parâmetro:	Cap_{BL}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto. Para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero.
Fonte do dado usada:	Local da PCH Pezzi.
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A metodologia afirma que este valor deve ser aplicado para as novas centrais hidrelétricas. Determinação da capacidade instalada com base em normas reconhecidas.
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	EF_{Res}
Unidade do dado:	$kgCO_2e/MWh$
Descrição:	Fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios
Fonte do dado:	Decisão pelo EB23
Valor a ser aplicado:	90 $kgCO_2e/MWh$



Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A metodologia afirma que este valor deverá ser aplicado a centrais hidrelétricas cuja densidade de potência da atividade do projeto (DP) for maior que 4 W/m^2 e menor ou igual a 10 W/m^2 .
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	A_{BL}
Unidade do dado:	m^2
Descrição:	Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2).
Fonte do dado usada:	Local da PCH Pezzi.
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A metodologia afirma que este valor deve ser aplicado para as novas centrais hidrelétricas. Medição feita a partir de levantamentos topográficos, mapas, fotos de satélite etc.
Comentário:	

B.6.3. Cálculo ex-ante das reduções de emissões:**Emissões da linha de base**

Conforme descrito na seção B.6.1, o cálculo da linha de base (BE_y) é realizado diretamente a partir da eletricidade fornecida pelo projeto à rede ($EG_{PJ,y}$) multiplicada pelo fator de emissão da rede ($EF_{grid,CM,y}$).

A eletricidade futura fornecida pelo projeto à rede é estimada com base nas hipóteses feitas pelos participantes do projeto, considerando a configuração técnica de Pezzi.

A estimativa da eletricidade líquida gerada pela planta, equivalente à quantidade total de energia efetivamente despachada para a rede nacional, é feita com base na energia assegurada determinada para a planta. A energia assegurada já considera o desconto de consumo de eletricidade pelos sistemas auxiliares da planta, assim como as perdas de transmissão, e foi estabelecida como sendo igual a 11,29 $\text{MW}_{\text{em média}}$.

Considerando que se espera que a planta esteja em operação 8760 horas/ano, e o percentual de eletricidade perdida devido às transmissões e o consumo interno já incluso na energia assegurada, a energia líquida ($EG_{\text{facility},y}$) gerada pela planta é de 98.900 MWh/ano .



Considerando que a geração total e estimada de energia da planta seja 11.52 MW³⁴ média (estimativa que considera 2% de consumo interno e perdas de transmissão com base no conhecimento dos desenvolvedores do projeto³⁵) a geração total e estimada de energia é de 100.878 MWh/ano;

Para fins de estimativa, foi aplicado o valor médio dos dados horários e mais recentes de fator de emissão fornecidos pela AND brasileira (2010). Ao aplicar os números estimados na fórmula apresentada no passo 3 da seção B.6.1., o $EF_{grid,OM-DD,y}$ obtido foi:

$$EF_{grid,OM-DD,2010} = 0,4787 \text{ tCO}_2/\text{MWh.}$$

A margem de construção média para os anos considerados é:

$$EF_{BM,2010} = 0,1404 \text{ tCO}_2/\text{MWh.}$$

Com esses números aplicados à fórmula apresentada no passo 6 da seção B.6.1., temos:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,5 \times 0,4787 + 0,5 \times 0,1404$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0,3095 \text{ tCO}_2/\text{MWh.}$$

Considerando Equação 5 e o fornecimento anual esperado de eletricidade à rede pelo projeto, as emissões da linha de base são as seguintes:

Tabela 12 – Estimativa da energia gerada, exportada para a rede e da linha de base

Ano	Dias	Energia líquida gerada ($EG_{facility,y}$) em MWh	BE (tCO ₂ e)
2012*	61	16.529	5.116
2013	365	98.900	30.613
2014	365	98.900	30.613
2015	365	98.900	30.613
2016	365	98.900	30.613
2017	365	98.900	30.613
2018	365	98.900	30.613
2019**	304	82.372	25.497
TOTAL	2555	692.303	214.291

*Início em 01 de novembro

** Até 31 de outubro

³⁴ Considerando 2% de consumo interno e perdas de transmissão, estimativa baseada na experiência da BER com outros projetos.

³⁵ Uma planilha com os dados considerados na estimativa foi apresentada à EOD durante o processo de validação.

**Cálculo de emissões do projeto****Emissões decorrentes da combustão de combustíveis fósseis ($PE_{FF,y}$)**

Como mencionado na seção B.6.1, não há combustão de combustíveis fósseis na atividade do projeto proposta. Portanto, $PE_{FF,y} = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$.

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

Como mencionado na seção B.6.1, não há emissões de gases não condensáveis a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas. Portanto, $PE_{GP,y} = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$.

Emissões dos reservatórios de água de centrais hidrelétricas ($PE_{HP,y}$)

De acordo com a ACM0002, projetos de novas centrais hidrelétricas que resultem em um único reservatório ou múltiplos reservatórios deverão levar em conta as emissões do projeto baseadas no cálculo da densidade de potência.

A capacidade instalada da PCH Pezzi é de 19 MW e sua área de reservatório é igual a 2,28 km². Na linha de base nenhuma eletricidade foi gerada no local do projeto, consequentemente não havia nenhum reservatório. Aplicando estes números em Equação 8, o resultado é:

$$PD = \frac{19 \cdot 10^6 W - 0}{2.28 \cdot 10^6 m^2 - 0} = 8.33 W / m^2$$

Portanto, uma vez que a densidade de potência do projeto está acima de 4 W/m² e abaixo de 10 W/m², as emissões devem ser estimadas da seguinte maneira:

$$PE_y = \frac{90 kgCO_2e / MWh \times 100,878 MWh / year}{1000} = 9,079 tCO_2e / year$$

A tabela a seguir fornece a estimativa das emissões do projeto decorrentes da combustão de combustíveis fósseis e do reservatório durante o período de obtenção de créditos da atividade do projeto proposta.

Tabela 13 – Emissões do Projeto da PCH Pezzi

Ano	Energia gerada (TEG _y) em MWh	$PE_{HP,y}$ tCO ₂ e/ano
2012*	16.859	1.517
2013	100.878	9.079
2014	100.878	9.079
2015	100.878	9.079
2016	100.878	9.079
2017	100.878	9.079
2018	100.878	9.079
2019**	84.019	7.562



TOTAL	706.149	63.553
--------------	----------------	---------------

*Início em 1º de novembro

**Até 31 de maio

Emissões das fugas

Conforme explicado acima na seção B.6.1., nenhuma fuga deve ser considerada. Portanto, $LE = 0$ tCO₂/ano.

Cálculo das reduções de emissões

De acordo com a metodologia selecionada aprovada ACM0002, as reduções de emissões são calculadas da seguinte maneira:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$ER_y = 30.613 \text{ tCO}_2/\text{ano} - 9.079 \text{ tCO}_2/\text{ano} = 21.534 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

B.6.4 Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões:

Tabela 14 – Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões da PCH Pezzi

Anos	Estimativa de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de fugas (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa do total de reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
Ano 1 - (2012*)	1.517	5.116	0	3.599
Ano 2 - (2013)	9.079	30.613	0	21.534
Ano 3 - (2014)	9.079	30.613	0	21.534
Ano 4 - (2015)	9.079	30.613	0	21.534
Ano 5 - (2016)	9.079	30.613	0	21.534
Ano 6 - (2017)	9.079	30.613	0	21.534
Ano 7 - (2018)	9.079	30.613	0	21.534
Ano 8 - (2019**)	7.587	25.497	0	17.935
Total (toneladas de CO ₂ e)	63.554	214.291	0	150.737

*Início em 1 de novembro

** Até 31 de outubro

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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:



Todos os dados monitorados e exigidos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer mais tarde. 100% dos dados serão monitorados e arquivados eletronicamente.

Dado / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y .
Fonte do dado a ser usada:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	98.900
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Há dois medidores de energia elétrica (principal e reserva), que monitoram continuamente a eletricidade gerada pela planta e alimentada na rede. De acordo com as informações apresentadas acima, eles são calibrados a cada dois anos, seguindo as recomendações do Operador Nacional do Sistema. Para obter outras informações, consulte a seção B.7.2.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os relatórios de geração internos da empresa (os equipamentos usados têm, por exigências legais, um nível muito baixo de imprecisão, classe de precisão de 0,2%.) podem ser verificados pelos relatórios oficiais emitidos pela CCEE.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	TEG_y
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y .
Fonte do dado a ser usada:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	100.878



Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medidores de eletricidade ³⁶ .
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	Aplicável a atividades de projeto de energia hidrelétrica, com uma densidade de potência (PD) maior que 4 W/m ² e menor ou igual a 10 W/m ²

Dado / Parâmetro:	Cap_{PJ}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado a ser usada:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	19×10^6
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Determinação da capacidade instalada com base em normas reconhecidas.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	A_{PJ}
Unidade do dado:	m ²
Descrição:	Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.
Fonte do dado a ser usada:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado	2.280.000

³⁶Consolidado nos relatórios mensais internos, baseado no sistema de automação da planta que continuamente mede a geração total de eletricidade da planta.



para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A área do reservatório será monitorada através de dados topográficos do local da atividade de projeto (levantados uma vez na época da concepção do projeto) e do nível do reservatório, que será monitorado anualmente pelo patrocinador do projeto. O nível da água a ser comparado com o estudo topográfico terá como base o nível de água médio que será verificado anualmente. Arquivado eletronicamente.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os estudos de engenharia/ambientais e/ou licenças emitidas pela agência ambiental do estado estarão disponíveis no momento da verificação para fins de comparação. Arquivado eletronicamente.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Fonte do dado a ser usada:	Calculado seguindo os passos fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” aplicando os números publicados pelo website da AND brasileira: (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html)
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,3095
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão é calculado com base na média do fator de emissão da margem de construção e da margem operacional para o ano de 2010, de acordo com os procedimentos prescritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Uma vez que a opção C) de cálculo da margem de operação foi escolhida pela AND, este valor será atualizado anualmente, seguindo a prescrição da ferramenta.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Comentário:	-

**B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:**

O Plano de monitoramento será baseado na quantidade de eletricidade alimentada na rede ($EG_{\text{facility},y}$) pela atividade do projeto, medida por medidores de eletricidade calibrados a cada dois anos de acordo com as normas do ONS. Esta quantidade de energia é monitorada pelo proprietário do projeto e também pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que controla toda a eletricidade despachada à rede e assegura contratualmente, para o comprador, que a eletricidade vendida será fornecida de forma apropriada. Depois que as perdas de energia são contabilizados e a consistência dos dados é verificada, a CCEE publica um relatório oficial que indica, por semana, a quantidade de eletricidade despachada durante um determinado mês, na qual se baseia as reduções de emissões de GEE.

A partir do que estabelece a regulamentação relevante do setor energético brasileiro, todas as plantas que alimentam eletricidade na rede precisam implementar um *Sistema de Medição e Faturamento (SMF)*, de acordo com as especificações definidas pela CCEE. O modelo e o tipo dos medidores de energia instalados estão em conformidade com as normas da CCEE. Essa configuração está de acordo com os procedimentos de rede do ONS, "Módulo 12: Medição para Faturamento". As medições relacionadas à atividade do projeto serão controladas em tempo real pelo Centro de Operação e Gestão do Sistema (COGS) em Curitiba.

Haverá dois medidores de energia (principal e backup), especificados pela CCEE, que monitorarão a geração de eletricidade líquida da atividade do projeto ($EG_{\text{facility},y}$), esses medidores darão à CCEE a quantidade de eletricidade despachada para a rede, eles serão calibrados a cada dois anos por uma entidade credenciada pela Rede Brasileira de Calibração (RBC). A geração total de energia (TEG_y) será monitorada através do sistema de supervisão da planta. Cada unidade geradora terá um medidor integrado ao sistema de supervisão da central, as medidas do medidor serão acessadas remotamente pelo centro de operações, para que possa registrar a eletricidade total produzida. O armazenamento de dados será realizado e será eletronicamente armazenado. A capacidade instalada da central elétrica será verificada pelo EOD durante a visita no local cada verificação e a área de reservatório será monitorada através dos Sistemas de Informações Geo-referenciados da ANEEL. Essas informações estarão disponíveis na época da verificação do projeto.

A área do reservatório será monitorada através de estudos topográficos (feitos na época da concepção do projeto) e dos níveis do reservatório de água, que serão monitorados anualmente pelos patrocinadores do projeto. O nível da água a ser comparado com o estudo topográfico terá como base o nível de água médio que será verificado anualmente. Os dados podem ser comparados com documentos oficiais, por exemplo, estudos de engenharia/ambientais e/ou licenças emitidas pela agência ambiental do estado.

A Brookfield Energia Renovável é responsável por garantir a calibração dos medidores (a cada dois anos), de acordo com os procedimentos estabelecidos pelo ONS³⁷, e a manutenção dos equipamentos de monitoramento de Pezzi. A BER também é responsável pelo gerenciamento do projeto e pela organização e treinamento da equipe nos procedimentos adequados de monitoramento. A planta está sujeita à inspeções da ANEEL, nas quais a agência avalia o cumprimento dos requisitos legais conforme os procedimentos oficiais e normas.

³⁷ Consulte o documento "Módulo 12 do ONS, Submódulo 12.3 – Manutenção do sistema de medição para faturamento". Disponível em: http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submodulo%2012.3_v10.0.pdf.



Todos os dados exigidos para verificação e emissão serão monitorados e arquivados eletronicamente e mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer mais tarde.

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

Data de conclusão da versão preliminar final desta seção da linha de base (DD/MM/AAAA): 12/12/2011.

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

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

Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. é consultora e participante do projeto.

SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos**C.1. Duração da atividade do projeto:****C.1.1. Data de início da atividade do projeto:**

Data de assinatura do contrato EPC 30/11/2010.

C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade do projeto:

30a-0m.

C.2. Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:**C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável:**

Cada período de obtenção de créditos será, no máximo, de 7 anos e poderá ser renovado até duas vezes, desde que, para cada renovação, uma entidade operacional designada determine e informe ao Conselho Executivo que a linha de base original do projeto ainda é válida ou foi atualizada levando em conta novos dados, quando aplicável.

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

01/11/2012 ou na data de registro da atividade de projeto do MDL, a data que for mais tardia.

**C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:**

7a-0m.

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:**C.2.2.1. Data de início:**

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

SEÇÃO D. Impactos ambientais**D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:**

No Brasil, é exigido que o patrocinador de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou de qualquer outra atividade que possa ocasionar degradação ambiental obtenha uma série de permissões da agência ambiental pertinente (federal e/ou local, dependendo do projeto).

Embora os projetos de pequenas hidrelétricas tenham impactos ambientais reduzidos devido às represas menores e ao tamanho do reservatório, os patrocinadores do projeto devem obter todas as licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras (Resolução do CONAMA - *Conselho Nacional do Meio Ambiente* nº. 237/97):

- A licença preliminar (*Licença Prévia* ou LP);
- A licença de construção (*Licença de Instalação* ou LI) e
- A licença de operação (*Licença de Operação* ou LO).

O processo de permissões ambientais é de natureza administrativa e foi implementado pela Política Nacional do Meio Ambiente, estabelecida pela Lei no. 6938, de 31 de outubro de 1981. Além disso, outras normas e leis foram emitidas pelo CONAMA e pelas agências estaduais locais.

Para obter todas as licenças ambientais, os projetos de pequenas hidrelétricas devem mitigar os seguintes impactos (se aplicável):

- Inundação de terras indígenas e áreas históricas quilombolas – a autorização para isso depende de decisão do Congresso Nacional;
- Inundação de áreas de preservação ambiental, legalmente definidas como Parques Nacionais e Unidades de Conservação;
- Inundação de áreas urbanas ou de comunidades rurais;
- Reservatórios onde ocorrerá expansão urbana no futuro;



- Eliminação de patrimônio natural;
- Perdas expressivas provenientes de outras utilizações de água;
- Inundação de áreas históricas protegidas; e
- Inundação de cemitérios e de outros locais sagrados.

O processo começa com uma análise prévia (estudos preliminares) feitos pelo departamento de meio ambiente local. Depois disso, se o projeto for considerado ambientalmente viável, os patrocinadores têm que preparar a Avaliação Ambiental, que é composta basicamente das seguintes informações:

- Razões para a implementação do projeto;
- Descrição do projeto, inclusive informações relativas ao reservatório;
- Diagnóstico Ambiental Preliminar, mencionando os principais aspectos bióticos e antrópicos;
- Estimativa preliminar dos impactos do projeto; e
- Possíveis medidas mitigatórias e programas ambientais.

O resultado dessas avaliações é a licença prévia (LP), que reflete o entendimento positivo da agência ambiental local sobre os conceitos ambientais do projeto.

Para obter a licença de instalação (LI) é necessário apresentar (a) informações adicionais sobre a avaliação anterior; (b) uma nova avaliação simplificada; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, conforme decisão da agência ambiental informada na LP.

A licença de operação (LO) é um resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção, realizados para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local foram completadas.

A planta possui a Licença de Construção no. 85/2007-DL, emitida pela Agência Ambiental do Rio Grande do Sul (FEPAM - Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler) em 29 de janeiro de 2007, e válida até 31/10/2010. Perante este quadro, o projeto não implica em impactos ambientais transfronteiriços negativos; a licença não seria emitida se o projeto tivesse Impactos ambientais transfronteiriços negativos.

Outra diretriz foi usada para avaliar a contribuição do projeto para atingir a sustentabilidade ambiental do país anfitrião denominada *Anexo III*, exigido pela AND brasileira para a obtenção da Carta de Aprovação. O *Anexo III* inclui uma análise da contribuição do projeto relacionada a: sustentabilidade ambiental local, desenvolvimento da quantidade e qualidade de empregos, distribuição justa de renda, construção da capacidade e desenvolvimento tecnológicos, integração regional e relações entre outros setores.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela parte anfitriã, apresente as conclusões e todas as referências que corroboram a documentação da avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela parte anfitriã:

A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando à exigência de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo na legislação e



nas políticas dos países. No Brasil a situação não é diferente. A política do processo de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

SEÇÃO E. Comentários dos atores**E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:**

A Autoridade Nacional Designada brasileira, “*Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*”, solicita comentários dos atores locais e o relatório de validação emitido por uma EOD autorizada de acordo com a Resolução no. 7, emitida em 05 de março de 2008, com o objetivo de fornecer a carta de aprovação.

A Resolução determina cópias das solicitações de comentários enviadas pelos proponentes de projetos pelo menos aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades do projeto:

- Governo e assembleia estadual do projeto;
- Governos estadual e federal;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Entidades nacionais com objetivos relacionados à atividade do projeto;
- Associações comunitárias;
- Procurador Público Federal e do Estado para o Interesse Público.

Foram enviadas cartas-convite para os seguintes agentes (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação):

- Prefeitura de Bom Jesus e Jaquirana;
- Câmara Municipal de Bom Jesus e Jaquirana;
- Agência Ambiental de Bom Jesus e Jaquirana;
- Agência Ambiental do Rio Grande do Sul (*Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler – RS – FEPAM/RS*);
- Associação Comunitária de Bom Jesus e Jaquirana;
- Ministério Público Federal e do Estado do Rio Grande do Sul;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente.

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Atendendo à resolução da AND brasileira, dois comentários foram recebidos:

Comentário 1: Prefeitura de Bom Jesus;



A autoridade local parabeniza a iniciativa, e enfatiza a importância do projeto para o desenvolvimento local sem causar impactos ambientais relevantes. Ela também afirma que o local do projeto não é coberto por florestas ou residentes.

Comentário 2: Ministério Público do Rio Grande do Sul

Solicitando esclarecimento referente às diferenças encontradas na capacidade total instalada e localização da atividade do projeto no DCP e Licenças Ambientais emitidas em 2003 e 2007. O PP explicou que a concepção básica do projeto da PCH foi revisada, e que essas modificações foram devidamente apresentadas e aprovadas pelas agências responsáveis, fato este comprovado por meio da resolução da ANEEL nº 2865, emitida em 2010, que apresenta claramente local e capacidade total instalada iguais aos valores apresentados no DCP.

Cópias das cartas recebidas dos atores locais mencionados acima foram fornecidas à EOD, validando o projeto e estão disponíveis mediante solicitação.

E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

Considerando os comentários recebidos, os participantes do projeto responderam a carta de correspondência em 20 de abril de 2011, explicando a revisão do projeto e que todos os órgãos estaduais relacionados foram devidamente abordados, e também que os PP encaminharam os documentos mais recentes e as licenças relacionadas ao Ministério Público do Rio Grande do Sul, que demonstram a plena conformidade do DCP com as licenças ambientais.

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	Pezzi Energética S.A.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre Anchieta, 1856 - 5 andar
Edifício:	Edifício Bariqui Park
Cidade:	Curitiba
Estado/Região:	Paraná
CEP:	80730-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (41) 3331-5468
FAX:	+55 (41) 3331-5463
E-Mail:	andre.meirelles@brookfielddenergia.com
URL:	
Representado por:	Sr. André Meirelles
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Meirelles
Segundo nome:	
Nome:	André
Departamento:	
Celular:	+55 (21) 8373-8585
FAX direto:	
Tel. direto:	+55 (21) 2439-9457
E-Mail pessoal:	andre.meirelles@brookfielddenergia.com



Organização:	Brookfield Energia Renovável S.A.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre Anchieta, 1856 – 5 andar
Edifício:	Edifício Bariqui Park
Cidade:	Curitiba
Estado/Região:	Paraná
CEP:	80730-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (41) 3331-5468
FAX:	+55 (41) 3331-5463
E-Mail:	andre.meirelles@brookfieldenergia.com
URL:	
Representado por:	Sr. André Meirelles
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Meirelles
Segundo nome:	
Nome:	André
Departamento:	
Celular:	+55 (21) 8373-8585
FAX direto:	
Tel. direto:	+55 (21) 2439-9457
E-Mail pessoal:	andre.meirelles@brookfieldenergia.com



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



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

Este projeto não é um desvio da AOD por um país do Anexo 1.

**Anexo 3****INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE**

O sistema elétrico brasileiro, para fins das atividades do MDL, foi delineado como um sistema único interligado abrangendo as cinco regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste). Isso foi determinado pela AND brasileira através da sua Resolução nº. 8 de 26 de maio de 2008.

Informações adicionais sobre como o Sistema Interligado é delineado e os valores do fator de emissão estão disponíveis no website da AND brasileira <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora>>,

	EF_{OM}	EF_{BM}	EF_{CM}
--- 2010 ---	0,4787	0,1404	0,3095
			0,3095

Fator de Emissão, Margem Combinada, Sistema Interconectado Brasileiro ($EF_{CM} = 0.5 \times EF_{OM} + 0.5 \times EF_{BM}$) [tCO ₂ /MWh]												
--- 2010 ---	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
EF _{OM}	0,2111	0,2798	0,2428	0,2379	0,3405	0,4809	0,4347	0,6848	0,7306	0,7320	0,7341	0,6348
EF _{BM}	0,1404											

**Anexo 4****INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO**

O plano de monitoramento da atividade de projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Pezzi procederá de acordo com a "metodologia de linha de base e monitoramento consolidada e aprovada ACM0002" – *“Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”*. Detalhes das informações estão descritos na Seção B.7.2.



Anexo 5

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2010).** Banco de Informações de Geração - BIG. Capacidade de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acessado em 27 de abril de 2010.
- _____(2010). Fiscalização dos serviços de geração. Acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica. Resumo geral do acompanhamento das usinas de geração elétrica - Versão fevereiro de 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>>. Acessado em 27 de abril de 2010.
- ELEKTROBRÁS (2000).** Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Disponível em <<http://www.elektrobras.com/elb/data/Pages/LUMISF99678B3PTBRIE.htm>> Acessado em 27 de abril de 2010.
- ESPARTA, A. R. J. (2008).** Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: a experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo.
- IBGE (2010).** Banco de dados Cidades@. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística <http://www.ibge.gov.br/>.
- THE WORLDS OF DAVID DARLING (2010).** Encyclopedia of alternative energy and sustainable living [Enciclopédia de energia alternativa e vida sustentável]. Disponível em: <http://www.daviddarling.info/encyclopedia/K/AE_Kaplan_turbine.html> Acessado em 27 de abril de 2010.
- UNEP-LAC (2002).** Relatório Final da 7ª Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).
- UNFCCC (2010).** Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima [do inglês "United Nations Framework Convention on Climate Change"]. Project Activities [Atividades do projeto]. Validation [Validação]. Acessado em 19 de março de 2010. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/index.html>>. Acessado em 27 de abril de 2010.
- WATER POWER ENGINEERING (2010).** Figura original: Kaplan turbine at OSSBERGER factory [Turbina Kaplan na fábrica OSSBERGER]. Disponível em: <<http://www.waterpower-engineering.co.uk/images/ossfactory.jpg>>. Acessado em 27 de abril de 2010.
- CMB – COMISSÃO MUNDIAL DE BARRAGENS (2000).** Dams and Development [Reservatórios e desenvolvimento]: a new framework for decision-making [um novo modelo para tomada de decisões]. UK and USA [Reino Unido e EUA]: Earthscan Publications Ltd. Disponível em <<http://www.dams.org/docs/report/wcdintro.pdf>>.
- WCED [CMMAD] (1987).** Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.