



**FORMULÁRIO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO MDL (F-MDL-DCP)
VERSÃO 04.1**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade de projeto	Pequena Central Hidrelétrica Ijuizinho II CEEE
Número da versão do DCP	8.1
Data de conclusão do DCP	17/Fev/2014
Participante(s) do Projeto	CEEE-GT e Lumina Engenharia e Consultoria Ltda.
País(es) Anfitrião(ões)	Brasil
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)	Escopo Setorial 1 – Indústrias de Energia (Fontes Renováveis / Não renováveis). ACM0002 – Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada a rede por fontes renováveis (versão 13.0.0, EB67/Anexo 13).
Total estimado de redução de emissões anuais médias de GEE	24.863 tCO ₂ e



SEÇÃO A. Descrição da atividade de projeto

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

A Pequena Central Hidrelétrica Ijuizinho II CEEE (daqui em diante referida como “PCH Ijuizinho”) é uma usina existente na região Sul do Brasil e a atividade de projeto consiste na substituição de seus equipamentos. Um conjunto de três novas turbinas tipo-Francis e três geradores síncronos substituirão os equipamentos existentes da usina, resultando em uma nova capacidade instalada total de 15,01 MW.

O projeto será realizado por sua concessionária, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, uma empresa de economia mista pertencente ao Grupo CEEE, concessionária de serviços públicos de energia elétrica na região sul-sudeste do Estado do Rio Grande do Sul. As usinas hidrelétricas da CEEE-GT, localizadas em dois principais sistemas, Jacuí e Salto, totalizam uma potência própria instalada de 909,9 MW.

A CEEE-GT é a responsável pela maioria das instalações que compõem a Rede Básica de Transmissão do Estado, viabilizando o transporte e suprimento de energia às Concessionárias de Distribuição que atuam no RS. As instalações de propriedade da CEEE e aquelas sob a sua responsabilidade, disponibilizadas para o Estado, são compostas por 64 Subestações, totalizando uma potência de 7.800 MVA.

Cenário existente antes da implantação da atividade de projeto

A PCH Ijuizinho iniciou sua operação em 1950, explorando o potencial hidrológico do Rio Ijuizinho. Com uma capacidade instalada de apenas 1 MW, a PCH localiza-se nos municípios de Eugênio de Castro e Entre-Ijuis, no Estado do Rio Grande do Sul, região Sul do Brasil.

Conforme definido na Seção B.4 deste DCP, na ausência da atividade de projeto da PCH Ijuizinho, a eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto seria de outra maneira gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração na rede.

Estima-se que a atividade de projeto irá gerar uma média anual de 24.863 tCO₂ e um total de 174.044 tCO₂ ao longo de todo o seu período de crédito de sete anos.

Contribuição da atividade de projeto ao desenvolvimento sustentável

O projeto proposto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEE) que teriam ocorrido de outra maneira na ausência da atividade de projeto, evitando a geração de energia por fontes de combustível fóssil nas margens operacional e de construção do sistema. É importante destacar que as estimativas de cenários futuros revelam um aumento no consumo de combustíveis fósseis, de acordo com a intenção do governo brasileiro em diversificar as fontes de geração de energia, segundo seus últimos estudos divulgados.

Ademais, a atividade de projeto proposta tem o objetivo de auxiliar o Brasil atender sua crescente demanda por eletricidade devido ao desenvolvimento econômico do país, e a aumentar a participação de fontes renováveis de energia na rede nacional. Esta fonte limpa e renovável de energia também terá uma importante contribuição ao desenvolvimento sustentável pela redução da emissão de gases de efeito estufa (GEE), por evitar a geração de eletricidade por usinas de combustível fóssil conectadas à rede.

A PCH Ijuizinho irá melhorar o fornecimento de eletricidade a partir do potencial renovável hidrológico enquanto contribuirá também ao desenvolvimento econômico regional/local. Este desenvolvimento será alcançado pela redução da dependência nacional de combustíveis fósseis, reduzindo, portanto a poluição gerada e seus custos associados. O projeto também irá contribuir para o aumento de oportunidades de emprego na área em que está localizado, pela construção da usina e por sua operação e manutenção.

A.2. Localização da atividade de projeto

A.2.1. País(es) Anfitrião(ões)

Brasil

A.2.2. Região/Estado/Província etc.

Rio Grande do Sul

A.2.3. Cidade/Comunidade etc.

Eugênio de Castro e Entre-Ijuis

A.2.4. Localização Física/Geográfica

A PCH Ijuizinho localiza-se no Rio Ijuizinho, nos municípios de Eugênio de Castro e Entre-Ijuis, no Estado do Rio Grande do Sul, conforme mostrado na Figura 1. De acordo com o Projeto Básico, as coordenadas geográficas da barragem e da casa de força do projeto são, respectivamente, latitude 28°26'32.47''S e longitude 54°17'21.32'' O; e 28°26'7.38''S e 54°17'17.30''O e estão apresentadas na Figura 2.



Figura 1 - Localização de Eugênio de Castro e Entre-Ijuis

Fonte: http://en.wikipedia.org/wiki/Eug%C3%AAnio_de_Castro
<http://pt.wikipedia.org/wiki/Entre-Iju%C3%ADs>



Figura 2 - Localização Geográfica da PCH Ijuizinho II CEEE

Fonte: Google Earth

A.3. Tecnologias e/ou medidas

O MDL considera usinas de grande escala – para projetos Tipo I – aquelas com capacidade instalada maior do que 15,0 MW. Considerando que o projeto terá uma capacidade instalada total de 15,01 MW, o projeto de substituição é considerado de grande escala. A metodologia ACM002 (versão 13) é aplicável à atividade de projeto proposta.

Os equipamentos e tecnologia que serão empregados na atividade de projeto foram aplicados com sucesso em projetos similares no Brasil e no mundo, de acordo com a legislação nacional para projetos de usinas hidrelétricas. Ademais, o projeto utiliza apenas equipamentos nacionais e, portanto, não há nenhuma transferência de tecnologia ou conhecimento para o País Anfitrião. O arranjo geral da PCH Ijuizinho é mostrado na Figura abaixo:

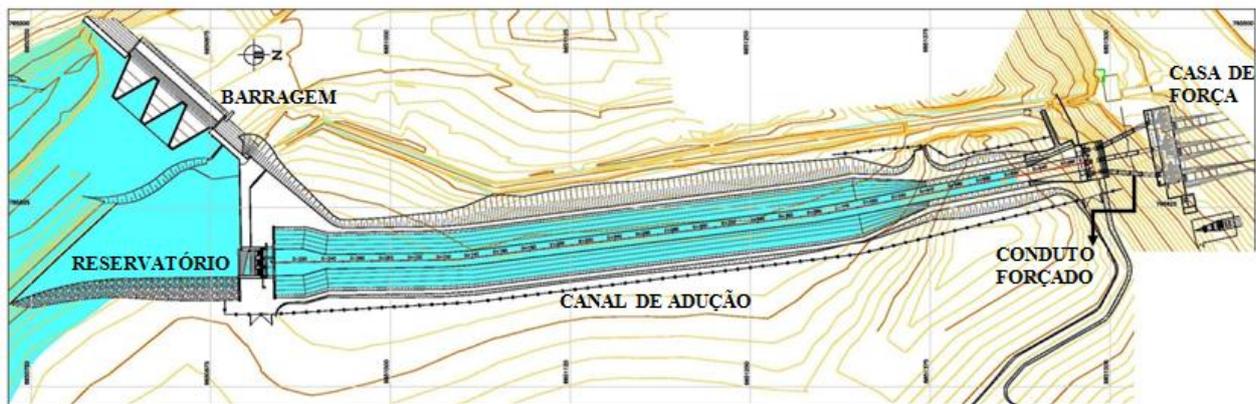


Figura 3 - Arranjo geral do projeto

Descrição do cenário do projeto antes da implantação da atividade de projeto

A PCH Ijuizinho iniciou sua operação em 1950, explorando o potencial hidrológico renovável do Rio Ijuizinho. A capacidade instalada da usina original é de 1 MW, com um reservatório de 0,038 km².

Conforme justificado na Seção B.4 deste DCP, o cenário de linha de base do projeto a continuação da situação atual, ou seja, utilizar todos os equipamentos de geração de eletricidade que já estão em uso antes da implantação da atividade de projeto e mantendo a manutenção usual. A eletricidade adicional gerada pelo projeto seria gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração na rede. Logo, ambos o cenário de linha de base e o cenário do projeto antes da implantação da atividade de projeto são o mesmo.

Descrição da atividade de projeto

A atividade de projeto de substituição aqui proposta irá adicionar 15,01 MW à PCH Ijuizinho com três turbinas tipo Francis e três geradores síncronos. A capacidade instalada total do projeto será de 15,01 MW e o fator de carga previsto do projeto é de 57,86%, com base em uma energia assegurada de 8,68 MW médios, a qual foi calculada por uma empresa independente contratada pelos participantes do projeto. A empresa Magna Engenharia Ltda. foi responsável pela elaboração do Projeto Básico e foi disponibilizado à EOD. Ademais, o reservatório da usina será aumentado para 1,01 km².

Apesar de a atividade de projeto considerar um aumento na área do reservatório existente, a densidade de potência do projeto é maior do que 10 W/m² e, portanto, não é necessário considerar nenhuma emissão de CH₄ proveniente do reservatório. As únicas emissões de GEE consideradas são as emissões de linha de base de CO₂ de usinas de combustíveis fósseis na rede, que são compensadas pela atividade de projeto.

A subestação existente da PCH Ijuizinho será desativada e uma nova subestação será construída, com 20 MVA, e será conectada à subestação de Santo Ângelo por meio de uma linha de transmissão de 6 km e em tensão de 69 kV.



Equipamentos a serem instalados no local:

- Turbinas: 3 (três) tipo Francis, eixo horizontal
- Geradores: 3 (três) síncronos, eixo horizontal

As tabelas abaixo apresentam as principais características técnicas e os equipamentos da atividade de projeto:

Tabela 1 - Principais aspectos técnicos do projeto

PARÂMETRO	VALOR	FONTE
Capacidade Instalada Anterior (MW)	1,00	Projeto Básico
Nova Capacidade Instalada (MW)	15	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Energia Anterior (MW médios)	0,50	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Nova Energia (MW médios)	8,68	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Geração Estimada Anual (MWh)	76.036,80	Calculada com base na nova energia do projeto.
Área Anterior do Reservatório (km ²)	0,038	Ficha Técnica da ANEEL da usina atual
Novo Reservatório (km ²)	1,01	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Aumento do Reservatório (km ²)	0,972	Calculado com a diferença entre a área nova e anterior do reservatório.
Queda d'água (m)	26,50	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Vazão Média por Turbina (m ³ /s)	21,93	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Geração de Baixa Voltagem (kV)	6,9	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Geração de Alta Voltagem (kV)	69	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Comprimento do Canal de Adução (m)	570	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico

**Tabela 2 – Principais equipamentos e características técnicas do projeto**

TURBINAS	
Tipo	Francis
Unidades	3
Potência Unitária Nominal	5,208 MW
Rotação Síncrona	276,9 rpm
Queda de Referência	26,5 m
Vazão Unitária Nominal	21,93 m ³ /s
Eficiência Média	86,9%
GERADORES	
Unidades	3
Potência Unitária Nominal	5,560 MVA
Tensão Nominal	6,9 kV
Fator de Potência	0,9

A.4. Partes e participantes do projeto**Tabela 3 – Participantes do projeto**

Partes envolvidas (anfitriã) indicada como Parte Anfitriã	Entidade(s) privada(s)/pública(s) participante(s) do projeto (conforme aplicável)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	<u>Entidade Privada</u> – CEEE-GT <u>Entidade Privada</u> – Lumina Engenharia e Consultoria Ltda.	Não.

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

Não há financiamento público das Partes do Anexo I neste projeto.



SEÇÃO B. Aplicação da metodologia selecionada aprovada de linha de base e monitoramento

B.1. Referência de metodologia

- EB67/Anexo 13 – “ACM 0002 – Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada a rede por fontes renováveis” (versão 13.0.0);
- EB70/Anexo 08 – “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” (versão 07.0.0);
- EB70/Anexo 09 – “Ferramenta combinada para identificação do cenário de linha de base e demonstração da adicionalidade” (versão 5.0.0);
- EB70/Anexo 22 – “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico” (versão 03.0.0).

Para mais informações acerca das metodologias acima, visite o link:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved>

B.2. Aplicabilidade da metodologia

A metodologia ACM0002 versão 13 é aplicável a atividades de projeto de geração de eletricidade conectadas a rede por fontes renováveis que (a) instalam uma nova usina em um local em que antes não havia nenhuma usina de energia renovável operando antes da implantação da atividade de projeto (usina *greenfield*); (b) envolvem uma adição de capacidade; (c) envolvem a repotenciação de uma usina existente; (d) envolvem a substituição de uma usina existente.

A metodologia é aplicável sob as seguintes condições:

- A atividade de projeto é a instalação, adição de capacidade, repotenciação ou substituição de uma usina/unidade de um dos seguintes tipos: usina hidrelétrica (tanto a fio d’água como com reservatório de acumulação), usina eólica, usina geotérmica, usina solar ou usina maremotriz;
- No caso de adições de capacidade, repotenciações ou substituições (exceto projetos de adição de capacidade de usinas eólicas, solares e maremotriz que utilizam a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a usina existente iniciou sua operação comercial antes do início do período histórico mínimo de referência de cinco anos, utilizado no cálculo das emissões de linha de base e definido na seção de emissões de linha de base, e nenhuma adição de capacidade ou repotenciação da usina foi realizada entre o início deste período histórico de referência e a implantação da atividade de projeto.

A atividade de projeto proposta envolve a substituição de uma usina existente (d), fornecendo a eletricidade gerada à rede elétrica nacional, e será implantada em um reservatório existente, localizado no Rio Ijuizinho. Ademais, a PCH Ijuizinho iniciou sua operação em 1950, antes, portanto, do início do período histórico mínimo de referência e a implantação da atividade de projeto. Nenhuma adição de capacidade ou repotenciação da usina foi realizada entre o início deste período histórico e a implantação da atividade de projeto.



A metodologia também define que no caso de usinas hidrelétricas, uma das seguintes condições deve se aplicar:

- A atividade de projeto é implantada em um reservatório existente sem modificação de seu volume;
- A atividade de projeto é implantada em um reservatório existente, em que seu volume é aumentado e a densidade de potência da atividade de projeto, conforme as definições dadas na seção de emissões de projeto, é maior do que 4 W/m²;
- A atividade de projeto resulta em um novo reservatório em que a densidade de potência da usina, conforme as definições dadas na seção de emissões de projeto, é maior do que 4 W/m².

A atividade de projeto proposta será implantada em um reservatório único existente, sendo que seu volume será aumentado de 0,38 km² para 1,01 km² e a densidade de potência do reservatório é maior do que 4 W/m² conforme calculado abaixo:

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

Onde:

PD = Densidade de potência da atividade de projeto (W/m²);

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implantação da atividade de projeto (W);

Cap_{BL} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da execução da atividade de projeto (W).

Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero;

A_{PJ} = Área do reservatório medido na superfície da água, após a implantação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²);

A_{BL} = Área do reservatório medido na superfície da água, antes da execução da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²). Para novos reservatórios, este valor é zero.

Portanto, a PD da PCH Ijuizinho é calculada abaixo:

$$PD = \frac{15.010.000 - 1.000.000}{1.010.000 - 38.000}$$

$$PD = \frac{14.010.000}{972.000}$$

$$PD = 14,41 \text{ W/m}^2$$



Além disso, no caso de repotenciações, substituições ou adições de capacidade, a metodologia só é aplicável se o cenário de linha de base mais plausível, como resultado da identificação do cenário de linha de base, é “a continuação da situação atual, isto é, o uso dos equipamentos de geração de energia que já estavam em uso antes da implantação da atividade de projeto e mantendo a manutenção usual”. Como definido na Seção B.4, e também de acordo com as provisões da “Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar a adicionalidade”, o cenário de linha de base do projeto é a continuação da situação atual e, portanto, atende todos os critérios da ACM0002. Por favor, veja a seção B.4 para mais informações.

Logo, o projeto proposto qualifica-se como uma atividade de projeto de grande escala com densidade de potência superior a 4 W/m² e capacidade instalada de 15,01 MW. A metodologia ACM0002 (versão 13) é aplicável ao projeto proposto.

Ademais, a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” (versão 07.0.0) é aplicável e obrigatória à atividade de projeto, pois está inserida na ACM0002. A “Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar a adicionalidade” (versão 5.0.0) também é aplicável à atividade de projeto, pois a ACM0002 descreve que seu uso é obrigatório para atividades de projeto de repotenciação e substituição, como é o caso da PCH Ijuizinho.

Por fim, a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 03.0.0) é aplicável à atividade de projeto conforme definido pela ACM0002 para o cálculo do parâmetro $EF_{grid,CM,y}$. A ferramenta é aplicável às atividades de projeto que substituem a eletricidade da rede, isto é, onde uma atividade de projeto fornece eletricidade à uma rede ou uma atividade de projeto resulta na economia de eletricidade que teria sido fornecida pela rede. Uma vez que a PCH Ijuizinho consiste em uma atividade de projeto de substituição que irá fornecer eletricidade ao sistema elétrico brasileiro nacional – a rede nacional -, esta ferramenta é aplicável à atividade de projeto.

B.3. Fronteira do projeto

Conforme definido pela ACM0002, o espaço da fronteira do projeto inclui a usina e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema elétrico em que a usina projeto do MDL está conectada.

Tabela 4 - Fontes de emissão incluídas ou excluídas da fronteira do projeto

Fonte		Gás	Incluído?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ advindas da geração de energia em usinas de queima de combustíveis fósseis que foram substituídas pela atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Maior fonte de emissão
		CH ₄	Não	Menor fonte de emissão
		N ₂ O	Não	Menor fonte de emissão
Atividade de projeto	Para usinas geotérmicas, as emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ advindas dos gases não condensáveis contidas no vapor geotermal.	CO ₂	Não	N/A
		CH ₄	Não	N/A
		N ₂ O	Não	N/A
	Para usinas geotérmicas, as emissões de CO ₂ advindas da combustão de combustíveis fósseis necessária para a operação da usina geotermal.	CO ₂	Não	N/A
		CH ₄	Não	N/A
		N ₂ O	Não	N/A
	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄	CO ₂	Não	Menor fonte de emissão

	advindas do reservatório.	CH ₄	Não	A densidade de potência do projeto é maior do que 10 W/m ² .
		N ₂ O	Não	Menor fonte de emissão

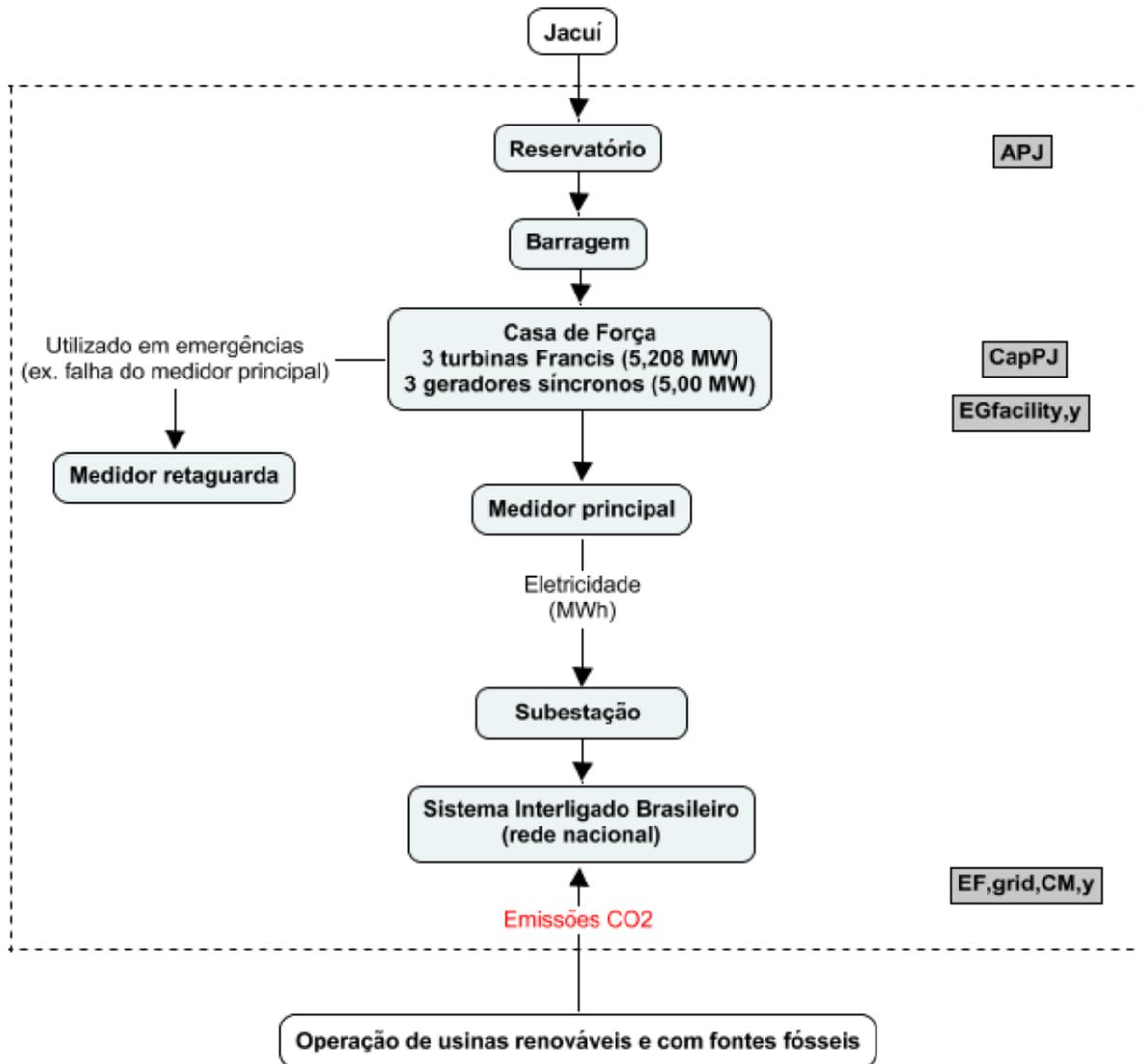


Figura 4 – Diagrama de fluxo e fronteira do projeto

Como mostrado na figura acima, a fronteira do projeto compreende a área em que o projeto está localizado, abrangendo a área do reservatório e sua barragem, a casa de força com seus principais equipamentos, como as turbinas e geradores, a subestação da hidrelétrica e sua conexão com a rede.

Ademais, é importante ressaltar que a Autoridade Nacional Designada, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC adotou um único sistema elétrico, o Sistema Interligado Nacional – SIN pela Resolução nº 8, de 26/05/2008, sob a qual se estabelece que o fator de emissão do SIN seja regularmente determinado e publicado pela CIMGC.



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

De acordo com a ACM0002 (versão 13), para atividades de projeto que substituem uma usina renovável existente conectada a rede no local do projeto, o seguinte procedimento deverá ser utilizado para identificação do cenário de linha de base:

Etapa 1: Identifique cenários alternativos de linha de base realistas e credíveis para geração de energia

O projeto consiste na substituição da turbina e do gerador existentes por equipamentos novos que continuarão a fornecer eletricidade à rede. A identificação de cenários alternativos de linha de base somente considerou duas alternativas, já que o dono do projeto só desenvolve projetos hidrelétricos como a PCH Ijuzinho. Conforme dito anteriormente, o negócio principal da CEEE é investir em geração de eletricidade por fontes renováveis, com baixos impactos ambientais e baixa emissão de GEE.

Dentre os cenários estudados abaixo, apenas os cenários S1 e S4 foram identificados como alternativas potenciais à atividade de projeto proposta:

- **S1: A atividade de projeto proposta realizada sem ser registrada como uma atividade de projeto MDL**

Esta opção está de acordo com a legislação Brasileira e não é impedida por nenhuma barreira técnica. No entanto, de acordo com a Análise Financeira na seção B.5, esta alternativa não é atrativa financeiramente e não pode ser considerada como um cenário de linha de base viável.

- **S2: Quando aplicável, nenhum investimento é realizado pelos participantes do projeto, mas terceiras partes realizam investimentos ou ações que fornecem o mesmo serviço aos usuários da atividade de projeto**

Esta opção não é aplicável, pois a concessão da atividade da usina é dada pela ANEEL à CEEE e nenhuma outra empresa pode realizar investimentos ou ações que forneçam o mesmo serviço aos usuários da atividade de projeto.

- **S3: Quando aplicável, a continuação da situação atual, sem a necessidade de quaisquer investimentos ou gastos para manter a situação atual**

Esta opção não é aplicável, já que a continuação da situação atual necessita de gastos de operação e manutenção para manter a situação atual.

- **S4: Quando aplicável, a continuação da situação atual, com a necessidade de investimentos ou gastos para manter a situação atual, como por exemplo:**

A eletricidade continuaria sendo gerada pelos geradores atuais operando na rede. Não há nenhuma barreira técnica e econômica para alcançar este cenário, que é permitido pela legislação Brasileira. Logo, esta é a única alternativa realista à atividade de projeto e, logo, o cenário de linha de base.



Todos os cenários identificados acima cumprem com a legislação existente. O projeto tem um contrato de concessão de nº 25/2000 emitido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que define que a CEEE-GT tem o direito de explorar a capacidade de geração de eletricidade da usina por um período de 30 anos.

Ademais, a ANEEL também emitiu o Despacho nº 1.969/2008 e o Despacho nº 33/2010 que provêm o registro e a autorização do Projeto Básico da PCH Ijuizinho.

Todas as evidências da ANEEL foram fornecidas à EOD.

Etapa 2: Análise de barreiras

Por favor, ver a Seção B.5 para mais detalhes sobre a análise de barreiras do projeto.

Etapa 3: Análise financeira

Por favor, ver a Seção B.5 para mais detalhes sobre a análise financeira do projeto.

De acordo com a ACM0002, as emissões de linha de base incluem somente as emissões de CO₂ da geração de eletricidade em usinas movidas a combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade de projeto. A metodologia assume que toda a eletricidade gerada pelo projeto acima dos níveis de linha de base seria gerada por usinas existentes conectadas a rede e pela adição de novas usinas a rede. As emissões de linha de base são calculadas como segue:

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

Em que:

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂);

EG_{PJ,y} = Quantidade de eletricidade líquida fornecida à rede como resultado da implantação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano);

EF_{grid,CM,y} = Margem combinada de CO₂ para usinas conectadas a rede no ano y utilizando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” (tCO₂/MWh).

O fator de emissão é calculado de modo transparente e conservador como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação das margens de operação (OM) e de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico”.

A margem combinada da rede elétrica brasileira é calculada segundo a “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico” pelo Ministério de Ciência e Tecnologia¹. Os fatores de emissão de CO₂ para geração de energia elétrica na rede, necessária para o cálculo da margem combinada, são calculados com base em dados das usinas centralizadas e despachadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS². Assim, o fator de emissão CM da rede será utilizado para o cálculo das reduções de emissão do projeto.

¹ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>

² http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx



B.5. Demonstração da adicionalidade

Consideração prévia do MDL e continuidade da atividade MDL

O “Procedimento do ciclo de projetos do mecanismo de desenvolvimento limpo”, versão 04.0 indica que para as atividades de projeto iniciadas após 2 de Agosto de 2008, os participantes do projeto devem informar à AND do País Anfitrião e ao secretariado da CQNUMC em forma escrita sobre o início da atividade de projeto e sua intenção em buscar o status MDL dentro de 180 dias da data de início da atividade de projeto conforme definido no “Glossário de Termos MDL”, utilizando o “formulário de Consideração Prévia do MDL” (F-MDL-PC). Esta carta foi enviada ao secretariado da CQNUMC em 06/02/2012 e recebida em 07/02/2012 e à AND Brasileira em 10/11/2011.

A data de início do projeto é estimada como a data em que o contrato EPC será assinado, evento estimado para ocorrer em 01/Mar/2014, conforme indicado na tabela 5 abaixo. Logo, a notificação do início da atividade de projeto e a intenção em buscar o status MDL foi enviada tanto à CQNUMC como à AND Brasileira dentro do período de 180 dias.

É importante ressaltar que no site da CQNUMC o projeto está listado como “PCH Ijuizinho II CEEE”, uma abreviação do título atual da atividade de projeto “Pequena Central Hidrelétrica Ijuizinho II CEEE”.

A tabela abaixo sumariza as datas mais importantes e relevantes da atividade de projeto:

Tabela 5 - Datas relevantes da atividade de projeto

EVENTO	DATA	DETALHES
Relatório de Análise MDL da CEEE para a PCH Ijuizinho	Jun/2010	Consideração prévia do MDL
Publicação do Pregão Eletrônico da CEEE para empresas interessadas em desenvolver projetos MDL para a PCH Ijuizinho	03/Nov/2010	Consideração prévia do MDL
Proposta da Lumina para desenvolvimento de projetos MDL para a PCH Ijuizinho	10/Jan/2011	Consideração prévia do MDL
Contrato entre Lumina e CEEE para o desenvolvimento de projetos MDL para a PCH Ijuizinho	01/Mar/2011	Decisão dos donos do projeto de prosseguir com seu desenvolvimento. Data de decisão do investimento.
Comunicação à AND Brasileira	10/Nov/2011	Consideração prévia do MDL
Comunicação ao EB/MDL	06/Fev/2012	Consideração prévia do MDL
Recibo do EB/MDL da comunicação dos PPs	07/Fev/2012	-
Publicação da Licitação para contrato EPC	01/Dez/2013	Data em que a CEEE irá anunciar a Licitação para implantação da atividade de projeto.
Data de assinatura do EPC	01/Mar/2014	Data de início da atividade de



		projeto.
--	--	-----------------

De acordo com o Glossário de Termos do MDL, a data de início de uma atividade de projeto é a “primeira data em que a implantação, construção ou ação real da atividade de projeto tem início”, o que é comumente utilizado como a data em que os PPs se comprometem com gastos significativos referentes à implantação ou construção efetiva da atividade de projeto.

A PCH Ijuizinho ainda não adquiriu seus equipamentos novos, pois a CEEE irá primeiramente publicar um anúncio de licitação para a contratação de empresa para assinatura do contrato EPC. Assim, a assinatura deste contrato será a data de início do projeto, pois será o ponto sem retorno para o desenvolvimento da atividade de projeto. O anúncio está marcado para ocorrer em 01/Dez/2013 e a assinatura do contrato EPC está estimada para 01/Mar/2014 como pode ser verificado no cronograma de trabalho da CEEE disponível no arquivo “CAR05 – Cronograma de Trabalho Ijuizinho.pdf” e que será a data de início do projeto.

Adicionalidade

A adicionalidade do projeto foi demonstrada de acordo com a “Ferramenta combinada para identificação do cenário de linha de base e demonstração da adicionalidade”, versão 05.0.0, que fornece uma abordagem passo-a-passo para demonstrar e avaliar a adicionalidade, incluindo o seguinte:

- Etapa 0 Demonstração de que a atividade de projeto é a primeira de seu gênero;
- Etapa 1 Identificação de cenários alternativos;
- Etapa 2 Análise de barreiras;
- Etapa 3 Análise financeira (se aplicável); e
- Etapa 4 Análise de prática comum.

Ademais, as “Diretrizes para avaliação da análise financeira” (versão 05, EB62, Anexo 5) foram utilizadas.

Etapa 0: Demonstração de que a atividade de projeto proposta é a primeira de seu gênero

De acordo com a “Ferramenta”, esta etapa é opcional e, se não aplicável, deve-se considerar que a atividade de projeto proposta não é a primeira de seu gênero.

Logo, a atividade de projeto da PCH Ijuizinho não é a primeira de seu gênero.

RESULTADO DA ETAPA 0: Conclusão II: A atividade de projeto proposta não é a primeira de seu gênero.

Etapa 1. Identificação de cenários alternativos

Sub-etapa 1a. Definir alternativas para a atividade de projeto MDL proposta

A atividade de projeto consiste na substituição do conjunto turbo-gerador existente por um novo que irá continuar a fornecer eletricidade à rede. A identificação de alternativas ao cenário de linha de base somente considerou duas alternativas, já que o proprietário do projeto desenvolve apenas projetos de hidrelétricas similares à PCH Ijuizinho. Como dito anteriormente, o principal negócio da



CEEE-GT é investir na geração de energia renovável, com baixos impactos ambientais associados e emissões de GEE.

Dentre os cenários estudados abaixo, apenas os cenários S1 e S4 foram identificados como alternativas potenciais à atividade de projeto proposta:

- **S1: A atividade de projeto proposta realizada sem o registro como uma atividade de projeto MDL**

Esta opção cumpre a legislação Brasileira e não é prevenida por nenhuma barreira técnica. No entanto, de acordo com a Análise de Investimento realizada na Seção B.5, esta alternativa não é atrativa financeiramente e não pode ser considerada como um cenário válido.

- **S2: Quando aplicável, nenhum investimento é realizado pelos participantes do projeto, mas terceiras partes realizam investimentos ou ações que fornecem o mesmo resultado aos usuários da atividade de projeto**

Esta opção não é aplicável, pois a concessão da usina foi dada pela ANEEL à CEEE e nenhuma outra empresa pode realizar quaisquer investimentos ou ações que forneçam o mesmo resultado aos usuários da atividade de projeto.

- **S3: Quando aplicável, a continuação da situação atual, sem requerer nenhum investimento ou gastos para a manutenção da situação atual**

Esta opção não é aplicável, pois a continuação da situação atual requer gastos de operação e manutenção para manter a situação atual.

- **S4: Quando aplicável, a continuação da situação atual, requerendo um investimento ou gastos para manter a situação atual**

A energia elétrica continuaria a ser gerada pelos geradores atuais, conectados à rede. Não há nenhuma barreira técnica ou econômica para este cenário, que é permitido pela legislação Brasileira. Portanto, a alternativa de linha de base é a continuação da situação atual.



Sub-etapa 1b. Consistência com as leis e regulamentações mandatórias

Todos os cenários identificados na Sub-etapa 1a cumprem os requisitos legais vigentes.

O projeto tem o contrato de concessão nº 25/2000 emitido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que define que a CEEE-GT tem o direito de explorar a capacidade de geração de eletricidade da usina por um período de 30 anos.

Ademais, a ANEEL também emitiu o Despacho nº 1.969/2008 e o Despacho nº 33/2010 que preveem o registro e a autorização do Projeto Básico da PCH Ijuizinho.

Todas as evidências da ANEEL foram fornecidas à EOD.

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, os participantes do projeto podem escolher prosseguir com a Etapa 2: Análise financeira ou com a Etapa 3: Análise de barreiras.

A principal barreira identificada pelos participantes do projeto da atividade de projeto é a barreira financeira. Uma análise benchmark foi realizada a fim de demonstrar a adicionalidade do projeto de acordo com a versão mais recente da “Ferramenta para demonstração e análise da adicionalidade”, versão 07.0.0, e as “Diretrizes para avaliação da análise financeira” (versão 05, EB62, Anexo 5) conforme descrito abaixo.

RESULTADO DA ETAPA 1: Dois cenários diferentes foram identificados como alternativas plausíveis de linha de base para a atividade de projeto e ambos cumprem a legislação atual vigente.

Etapa 2: Análise de barreiras

Etapa 2a: Identificar as barreiras que impediriam a implantação dos cenários alternativos

Não há barreiras que impediriam a implantação dos cenários alternativos S1 e S4.

Etapa 2b: Eliminar cenários alternativos que são impedidos pelas barreiras identificadas

Não há barreiras que impediriam os cenários alternativos S1 e S4.

RESULTADO DA ETAPA 2: Não há barreiras que impediriam a implantação dos cenários alternativos identificados na Etapa 1.



Etapa 3. Análise Financeira

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e análise da adicionalidade”, os PPs devem determinar se a atividade de projeto não é:

- (a) A escolha econômica e financeiramente mais atrativa; ou
- (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem considerar a receita proveniente da venda de Reduções Certificadas de Emissão (RCEs).

Determine o método de análise apropriado

- 1) Determine dentre a análise simples de custos, análise comparativa de investimentos ou análise *benchmark* (Sub-etapa 2b). Se a atividade de projeto MDL e a alternativa identificada na Etapa 1 não geram nenhum tipo de benefício econômico ou financeiro além da receita obtida a partir do MDL, então se deve aplicar a análise simples de custos (Opção I). Caso contrário, utilize a análise comparativa de investimentos (Opção II) ou a análise *benchmark* (Opção III).

As alternativas identificadas na seção B.4 geram benefícios econômico-financeiros além da receita obtida a partir do MDL, já que a maior fonte de receita do projeto é proveniente da venda de energia elétrica. A análise *benchmark* (Opção III) foi selecionada para realizar a análise financeira para avaliar e demonstrar a adicionalidade do projeto.

Opção III. Aplique a análise benchmark

Esta análise compara a TIR projeto da PCH Ijuizinho com um benchmark. De acordo com a “Ferramenta para demonstração e análise da adicionalidade”, a seguinte diretriz é dada quando utilizando benchmarks válidos:

Em casos em que a abordagem de benchmark é utilizada, o benchmark aplicado deve ser apropriado ao tipo de TIR calculada. Taxas comerciais de empréstimo ou custos médios ponderados do capital (CMPC) são considerados benchmarks apropriados para a TIR do projeto.

Ademais:

Benchmarks/retornos esperados internos de empresas (incluindo aqueles utilizados como retorno esperado do capital próprio no cálculo do CMPC), somente devem ser aplicados em casos em que só há um desenvolvedor possível para o projeto e deve ser demonstrado que esta taxa foi utilizada em projetos semelhantes, com riscos semelhantes e desenvolvidos pela mesma empresa ou, se a empresa é nova no mercado, que teria sido utilizada para projetos semelhantes no mesmo setor no país/região.

***Cálculo e comparação de indicadores financeiros (apenas aplicável às opções II e III)***

Na 61ª reunião do Conselho Executivo do MDL foi definido que em casos em que uma abordagem benchmark é utilizada, o benchmark aplicado deverá ser adequado ao tipo de TIR calculada. Taxas comerciais locais de financiamento ou custos médios ponderados de capital (CMPC) são benchmarks adequados para TIR projeto.

Os PP escolheram calcular uma TIR projeto e, portanto, calcularam o CMPC como benchmark para comparação com o retorno esperado da atividade de projeto.

Geralmente, o CMPC é definido como:

$$\text{CMPC} = k_e * r_e + k_d * r_d * (1 - T)$$

Em que:

<i>CMPC</i>	Custo Médio Ponderado do Capital;
<i>k_e</i>	Peso do capital próprio;
<i>r_e</i>	Custo do capital próprio;
<i>k_d</i>	Peso da dívida;
<i>r_d</i>	Custo da dívida (taxa de juros cobrada pelos credores);
<i>T</i>	Impostos incidentes (impostos relacionados à receita).

O modelo geralmente aceito por acadêmicos e empresas para definir o risco associado a um investimento e, conseqüentemente, para definir os ganhos de capital próprio adequados é o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), que avalia o retorno mínimo que um ativo deve oferecer a um investidor, com base nos riscos não diversificados (ou sistemáticos) associados.

O CMPC foi calculado após impostos e em termos reais. Por favor, veja o cálculo específico abaixo:



Custo do capital próprio (Re)

O custo do capital próprio (Re) utilizando o CAPC é definido como segue:

$$Re = Rf + \beta \times (Rm - Rf)$$

Em que:

Rf: Taxa livre de risco

β : Risco de investimento comparado ao Mercado

(Rm – Rf): Risco prêmio de mercado

A taxa livre de risco (Rf) é a taxa teórica de retorno atribuída a um investimento com nenhum risco, representando os juros sobre o recurso financeiro de um investidor que poderia ser esperado de um investimento absolutamente sem riscos associados ao longo de um determinado período (ex. títulos de governo). Para calcular a taxa livre de risco, foram utilizadas as Notas do Tesouro Nacional – Série C (NTN-C) com maturidade em 2031. O benchmark foi calculado considerando a média do NTN-C entre Janeiro 2006 a Dezembro 2010.

Os valores históricos das notas NTN-C podem ser verificadas no link <http://www.tesouro.fazenda.gov.br> e os valores entre 2006 e 2010 são os que seguem:

Tabela 6 - Valor das notas NTN-C

Ano	NTN-C
2006	21,43%
2007	22,67%
2008	10,45%
2009	15,99%
2010	24,58%
Média de 5 anos	19,02%

A fim de calcular a taxa livre de risco em termos reais, a taxa de inflação do país foi subtraída das notas NTN-C. A série histórica das taxas anuais de inflação pode ser verificada no link <http://www.portalbrasil.net/igpm> e a média dos valores calculados entre 2006 e 2010 são os que seguem:

Tabela 7 - Taxas anuais de inflação

Ano	Taxa de Inflação
2006	3,84%
2007	7,74%
2008	9,80%
2009	(1,71%)
2010	11,31%
Média de 5 anos	6,20%

O risco de investimento comparado com o mercado (β) é uma medida da volatilidade do preço de ações referentes a um mercado geral. No caso da atividade de projeto, β foi calculado como uma média de cinco anos dos valores calculados pelo professor de finanças corporativas Sr. Aswat



Damodaran³. Os valores selecionados para o cálculo desta média correspondem aos betas de companhias de geração de energia no Brasil e estão disponíveis no link <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> (por favor, clique no menu à esquerda sob o título “Updated Data” e desça a página até a segunda tabela que aparece na página, selecionando a opção de download dos arquivos sob o título “Emerging Markets”).

A média do beta de tais companhias no país entre 2006 e 2010 são as que seguem:

Tabela 8 - Taxas médias anuais de beta

Ano	BETA
2006	0,89
2007	1,04
2008	Não disponível
2009	0,78
2010	0,41
Média de 5 anos	0,77

O beta calculado acima, no entanto, não está alavancado. Considerando um financiamento com uma parcela de capital próprio (ke) de 30% e uma parcela de dívida (kd) de 70%, que são as condições de financiamento geralmente dadas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)⁴, e uma taxa de imposto (T)⁵ de 34%, o beta alavancado é calculado como segue:

$$\beta \text{ alavancado} = \beta \text{ desalavancado} * \left[1 + \left((1 - T) * \left(\frac{kd}{ke} \right) \right) \right]$$

$$\beta \text{ alavancado} = 0,77 * \left[1 + \left((1 - 0,34) * \frac{0,70}{0,30} \right) \right]$$

$$\beta \text{ alavancado} = 0,77 * [1 + (0,66 * 2,33)]$$

$$\beta \text{ alavancado} = 0,77 * [1 + 1,54]$$

$$\beta \text{ alavancado} = 1,96$$

O risco prêmio de mercado (Rm – Rf) representa o retorno que um investidor espera sobre a taxa livre de risco (Rf). Esta taxa também foi calculada como uma média de cinco anos e os valores calculados pelo professor Sr. Aswat Damodaran foram utilizados. Os valores selecionados para o cálculo correspondem ao risco prêmio do mercado brasileiro, que podem ser verificados no link <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> (por favor, clique no menu à esquerda sob o título “Updated Data” e desça a página até a quarta tabela sob o título “Data Sets” e selecione os arquivos sob o tópico “Discount Rate Estimation” – “Risk Premiums for Other Markets”).

³ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

⁴ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html

⁵ Soma do imposto de renda (25%) e contribuição social (9%).



A média do risco prêmio do mercado brasileiro entre 2006 e 2010 é a que segue:

Tabela 9 - Taxa anual média do risco prêmio de mercado

Ano	Rm – Rf
2006	8,66%
2007	7,79%
2008	9,50%
2009	7,50%
2010	8,00%
Média de 5 anos	8,29%

Logo, o custo do capital próprio (Re) é:

$$\text{Re} = \text{Rf} + \beta \times (\text{Rm} - \text{Rf})$$

$$\text{Re} = 12,82\% + 1,96\% + 8,29\%$$

$$\text{Re} = 12,82\% + 16,21\%$$

$$\text{Re} = 29,03\%$$

Custo da dívida (Rd)

O custo da dívida (Rd) é calculado como segue:

$$\text{Rd} = \text{a} + \text{b} + \text{c}$$

Em que:

Rd: Custo da dívida

a: Custos financeiros

b: Taxa BNDES

c: *Spread* (taxa de risco de crédito)

O BNDES, um banco estatal, é, na prática, a única fonte de financiamento para projetos de infraestrutura no Brasil. Este banco oferece financiamento de longo prazo a custos subsidiados. De acordo com o banco:

O suporte para soluções para os problemas de infraestrutura é de grande importância, como este é fundamental para melhorar o bem-estar da população brasileira. Consequentemente, é possível que todos os cidadãos ganhem acesso a serviços básicos, como eletricidade, comunicações, transportes públicos urbanos e saneamento. Ao mesmo tempo, a expansão da infraestrutura promove uma queda nos custos, aumento da produtividade, melhoria da qualidade de bens e serviços dentro da estrutura produtiva e consolidação da integração regional.



Há uma linha especial para projetos de geração de energia⁶ em que a taxa de juros é a soma de:

- Costo Financeiro: TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) é a taxa oficial do banco e estabelecido trimestralmente de acordo com a expectativa de inflação para um determinado período⁷. A média entre 2006 e 2010 foi de 6,53%.
- Remuneração do Banco: 0,9% para usinas de geração de energia, à exceção de usinas de combustível fóssil⁸; e
- Taxa de risco de crédito: o BNDES define que a taxa de risco de crédito varia entre 0 e 3,57%⁹. Os PPs adotaram o valor médio de 1,785% de modo conservador.

Além disso, financia-se até 70% do investimento total geralmente com um prazo de amortização de 16 anos¹⁰.

Portanto, o custo da dívida pode ser tomado como:

$$r_d = 6,53\% + 0,9\% + 1,785\%$$

$$r_d = 9,22\%$$

e k_e e k_d são respectivamente 30% e 70% conforme definido pelo BNDES¹¹.

A legislação fiscal brasileira permite duas modalidades chamadas lucro presumido ou real. Empresas como a CEEE-GT, com receita bruta anual acima de certo limite, devem usar as regras do lucro real em que há uma taxa de 25% para o imposto de renda, mais 9% para contribuição social.

O CMPC é, portanto 12,97%.

Para demonstrar a adicionalidade do projeto de um modo transparente e conservativo, a análise de fluxo de caixa foi realizada para a atividade de projeto da PCH Ijuizinho. Os arquivos originais da análise financeira serão fornecidos à EOD, AND e ao Conselho Executivo do MDL.

Os pressupostos de base nos cálculos da TIR são mostrados na tabela abaixo:

Tabela 10 - Parâmetros utilizados no cálculo da TIR do projeto

Parâmetro	Valor	Fonte
Nova Capacidade Instalada (MW)	15,01	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Geração adicional anual conectada a rede (MWh)	76.037	Calculado com base na energia assegurada do projeto

⁶ www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html

⁷ www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

⁸ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html

⁹ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html

¹⁰ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2010/energia/20100809_energias_alternativas.html

¹¹ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html



Vida útil do projeto (anos)	30	Contrato de Concessão ANEEL n° 25/2000
Preço de Leilão de Energia (R\$/MWh)	67,31	Leilão de Energia Brasileiro de 17/12/2010
Investimento Total (R\$)	68.000.000	Relatório de Análise da CEEE
TIR (%)	4,29	Planilha de fluxo de caixa
Custos O&M (R\$/MWh)	13,56	Média histórica do custo de O&M das usinas da CEEE
Seguro	0,30%	Ministério de Minas e Energia, Audiência Pública sobre o Proinfa, Julho 2003, pág. 8 ¹²

Nenhum valor residual foi aplicado no fluxo de caixa, pois a legislação Brasileira prevista no Código das Águas, artigo 165 dispõe que¹³:

“Findo o prazo das concessões reverterem para a União, para os Estados ou para os Municípios, conforme o domínio a que estiver sujeito o curso d’água, todas as obras de captação, de regularização e de derivação, principais e acessórias, os canais adutores d’água, os condutos forçados e canais de descarga e de fuga, bem como, a maquinaria para a produção e transformação da energia e linhas de transmissão e distribuição.

Parágrafo único. Quando o aproveitamento da energia hidráulica se destinar a serviços públicos federais, estaduais ou municipais, as obras e instalações de que trata o presente artigo reverterão:

a) para a União, tratando-se de serviços públicos federais, qualquer que seja o proprietário da fonte de energia utilizada;

b) para o Estado, tratando-se de serviços estaduais em rios que não sejam do domínio federal, caso em que reverterão à União;

c) para o Município, tratando-se de serviços municipais ou particulares em rios que não sejam do domínio da União ou dos Estados.

Assim, considerando que a PCH Ijuizinho é de uso do Estado do Rio Grande do Sul, ao fim do seu período de concessão definido pelo Contrato de Concessão da ANEEL (já disponibilizado à EOD), a usina será revertida ao Estado sem nenhuma compensação. Logo, o valor residual não foi aplicado no caso do projeto e não foi considerado no fluxo de caixa.

A TIR (Taxa Interna de Retorno) do projeto sem os benefícios do MDL é menor do que o CMPC do período. Portanto, a PCH Ijuizinho não é a alternativa financeira mais atrativa, já que sua TIR é 4,29%, menor do que o benchmark CMPC de 12,97%.

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, se a Opção III (análise benchmark) é utilizada e se a atividade de projeto de MDL apresenta um indicador menos

¹² <http://www.inec.org.br/download/forum/Parecer%20INEE%20Proinfa.pdf>

¹³ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643.htm



favorável (ex. TIR menor) do que o benchmark, então a atividade de projeto de MDL não pode ser considerada como sendo financeiramente atrativa.

Logo, a PCH Ijuizinho não é atrativa financeiramente.

Análise de sensibilidade

A fim de mostrar que a conclusão referente à atratividade financeira do projeto é robusta a variações razoáveis, os quatro parâmetros listados a seguir foram selecionados para a aplicação da análise de sensibilidade:

- Investimento total;
- Custo de O&M;
- Preço da energia (PPA);
- Geração de energia elétrica.

O impacto gerado na TIR do projeto é apresentado nas tabelas a seguir, nas quais os parâmetros selecionados sofrem uma variação de -20% até +20%, de acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”.

Análise de Sensibilidade da TIR do projeto, sem benefícios do MDL

Tabela 11 - Análise do Investimento

Variação	TIR	R\$ mil
-63,20%	12,97%	25.024,00
-20%	5,86%	54.400,00
-10%	5,02%	61.200,00
-5%	4,66%	64.600,00
0%	4,29%	68.000,00
5%	3,91%	71.400,00
10%	3,51%	74.800,00
20%	2,78%	81.600,00

**Tabela 12 - Análise dos Custos de O&M**

Variação	TIR	R\$/MWh
-100%	6,02%	0,00
-20%	4,67%	10,85
-10%	4,49%	12,20
-5%	4,39%	12,88
0%	4,29%	13,56
5%	4,19%	14,24
10%	4,09%	14,92
20%	3,84%	16,27

Tabela 13 - Análise do Preço de Energia

Variação	TIR	R\$/MWh
-20%	1,75%	53,85
-10%	3,11%	60,58
-5%	3,74%	63,94
0%	4,29%	67,31
5%	4,74%	70,68
10%	5,15%	74,04
20%	5,95%	80,77
129,90%	12,97%	154,75

Tabela 14 - Análise da Geração de Energia

Variação	TIR	MWh/ano
-20%	2,34%	60.829,44
-10%	3,37%	68.433,12
-5%	3,86%	72.234,96
0%	4,29%	76.036,80
5%	4,65%	79.838,64
10%	4,98%	83.640,48
20%	5,62%	91.244,16
164,30%	12,97%	200.965,26

O investimento do projeto sofreu variação de -10% e -20% e a geração de energia elétrica e seu preço foram variados em 10% e 20%.

Redução do investimento:

Quando examinando o investimento, uma redução de 20% leva a uma TIR que ainda é menor do que o CMPC. Apenas com uma redução de 63,20% é que a TIR do projeto iguala-se ao benchmark. Isto corresponde a uma redução de mais de R\$40 milhões no investimento total, o que é improvável de ocorrer. O investimento do projeto é referenciado pelo Orçamento Padrão da Eletrobrás.

*Custos de O&M:*

Quando examinando os custos de O&M do projeto, uma redução de 20% leva a uma TIR que ainda é menor do que o CMPC. Mesmo com uma redução de 100% neste parâmetro, a TIR do projeto permanece menor do que o CMPC. O impacto deste parâmetro pode, portanto, ser considerado insignificante.

Venda de energia:

O último leilão brasileiro de energia contratou hidroeletricidade de PCHs por um preço de R\$67,310/MWh¹⁴. Adicionando 20% neste preço, ele chega a R\$80,77/MWh e a TIR resultante ainda é menor que o CMPC. Apenas com um aumento de 129,90% neste preço que a TIR do projeto iguala-se ao CMPC com um preço de R\$154,75/MWh. Tal aumento é improvável de ocorrer. Os leilões de energia no Brasil realizados pelo regulador do mercado elétrico, a CCEE, nos quais utilidades comprar suas demandas futuras evidencia o argumento de que um aumento no preço da energia é improvável. A tabela abaixo mostra o preço médio resultante dos últimos leilões e pode-se verificar que os preços têm decrescido consistentemente.

Tabela 15 - Preços dos leilões de energia

Fonte: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx?CategoriaID=6801>

Ação	Energia nova		Ajuste de leilão		Energia renovável	
	Data	R\$/MWh	Data	R\$/MWh	Data	R\$/MWh
1	16/12/2005	139,00	-	-	-	-
2	29/06/2006	134,42	01/06/2006	Adiado	-	-
3	10/10/2006	138,00	29/09/2006	Não negociado	-	-
4	26/11/2007	136,00	29/03/2007	Não negociado	-	-
5	16/10/2007	131,49	28/06/2007	Não negociado	01/06/2007	137,32
6	17/09/2008	131,44	27/09/2007	138,25	-	-
7	30/09/2008	146,00	19/06/2008	141,78	-	-
8	27/08/2009	-	23/09/2008	145,67	-	-
9	21/12/2009	Cancelado	20/02/2009	-	-	-
10	30/07/2010	99,48	-	-	-	-
11	-	-	-	-	26/08/2010	133,56
12	17/12/2010	67,31	-	-	-	-
13	-	-	-	-	18/08/2011	99,61
14	17/08/2011	102,07	-	-	-	-
15	-	-	-	-	20/12/2011	102,18

¹⁴ http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20101217_1.pdf



Eletricidade Gerada: Com um aumento de 20% na geração de energia do projeto, a TIR ainda é menor do que o CMPC. Apenas com um aumento de 164,30% nesta geração é que a TIR do projeto iguala-se ao benchmark. Este aumento é tecnicamente improvável já que a energia assegurada adicional do projeto é definida como 8,68 MW. Um aumento nesta energia é improvável, pois seu fator de carga foi determinado de acordo com séries históricas de vazão incluindo períodos críticos em termos hidrológicos.

Portanto, é seguro concluir que o projeto é estável contra os parâmetros críticos.

RESULTADO DA ETAPA 3: Como demonstrado ao longo da etapa 3, a TIR do projeto é menor do que o benchmark selecionado. Portanto, a atividade de projeto da PCH Ijuizinho não é financeiramente atrativa e enfrenta barreiras significativas.

Etapa 4: Análise de prática comum

Esta etapa requer uma análise de outras atividades similares que estejam operacionais e que sejam similares à atividade de projeto proposta. De acordo com as “Diretrizes para Prática Comum” (versão 02.2, EB69, Anexo 8), projetos são considerados como similares se estiverem localizados no mesmo país/região e/ou dependam de uma tecnologia similar, forem de escalas similares, ocorram em locais comparáveis do ponto de vista da regulamentação aplicável, clima de investimento, acesso à tecnologia, acesso à fontes de financiamento, etc.

As seguintes etapas foram utilizadas pelas “Diretrizes” para definir as usinas semelhantes à atividade de projeto proposta:

- **ETAPA 1:** Calcular a capacidade aplicável com uma variação de +/- 50% da capacidade total projetada para a atividade de projeto proposta.

A PCH Ijuizinho terá uma capacidade instalada total de 15,01 MW e, portanto, as usinas consideradas semelhantes apresentam uma capacidade variando entre -50% e +50% da capacidade instalada adicional do projeto (entre 7,50 MW e 22,51 MW).

À época em que esta análise foi realizada, havia 2.746 usinas operando no Brasil, como segue:

Tabela 16 - Usinas operando no Brasil
Fonte: Banco de Dados da ANEEL¹⁵

USINAS OPERANDO			
Tipo	Quantidade	Capacidade total (MW)	%
CGH	400	239,25	0,2
EOL	85	1.888,28	1,56
PCH	436	4.305,30	3,52
UFV	11	11,58	0,01
UHE	204	82.486,84	65,99
UTE	1.608	34.680,32	27,07
UTN	2	1.990,00	1,66
Total	2.746	125.601,66	100

LEGENDA	
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Elioelétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

Destas usinas, somente 340 estão dentro da variação aplicável de +/- 50% da capacidade instalada do projeto, como segue:

Tabela 17 - Usinas operando dentro da variação aplicável do projeto

Tipo	Quantidade	Capacidade total (MW)	%
CGH	-	-	-
EOL	33	750,80	11,60
PCH	153	2.917,61	45,10
UFV	-	-	-
UHE	-	-	-
UTE	154	2.801,30	43,30
UTN	-	-	-
Total	340	6.469,71	100

¹⁵ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 11/Jan/2013.



RESULTADO DA ETAPA 1: Das 2.746 usinas atualmente operando no Brasil, apenas 340 estão dentro da faixa de variação de capacidade da atividade de projeto e serão efetivamente analisadas na análise de prática comum.

- **ETAPA 2:** Identifique os projetos semelhantes (tanto MDL como não-MDL) que cumprem as seguintes condições:
 - a) Os projetos localizam-se na área geográfica aplicável;

Conforme definido nas “Diretrizes”, a área geográfica aplicável deve ser considerada como todo o país anfitrião.

Todas as PCHs operando no Brasil que foram consideradas na análise de prática comum podem ser verificadas no Banco de Informações de Geração da ANEEL, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=5&fase=3>.

Portanto, todas as 340 usinas identificadas na Tabela 13 estão dentro da mesma área geográfica da atividade de projeto.

- b) Os projetos aplicam as mesmas medidas que a atividade de projeto;

De acordo com as “Diretrizes”, as “medidas” são definidas como uma classe mais abrangente de atividades de redução da emissão de gases de efeito estufa com características comuns. Quatro tipos de medidas são considerados atualmente neste quadro:

- i. Troca de combustíveis e matéria-prima (ex. troca de nafta por gás natural para geração de energia, ou troca de calcário para gipsita na produção de cimento clínquer);

Não aplicável à atividade de projeto.

- ii. Troca de tecnologia com ou sem a modificação da fonte de energia incluindo a melhoria da eficiência energética, bem como o uso de energias renováveis (ex. melhorias em eficiência energética, geração de energia com base em energia renovável);

Não aplicável à atividade de projeto.

- iii. Destruição de metano (ex. queima de gás em aterros)

Não aplicável à atividade de projeto.

- iv. Prevenção da formação de metano (ex. uso de biomassa que seria decomposta em um local de disposição de resíduos sólidos resultando na formação e emissão de metano, para geração de energia).

Não aplicável à atividade de projeto.



- c) Os projetos devem utilizar a mesma fonte de energia/combustível e matéria-prima que a atividade de projeto, se uma medida de troca de tecnologia é implantada pela atividade de projeto proposta;

Das 340 usinas identificadas na Tabela 13, apenas 153 são usinas hidrelétricas como a atividade de projeto; 33 são eólicas e 154 são térmicas e, portanto, utilizam fontes diferentes de energia que a atividade de projeto.

Assim, apenas 153 usinas podem ser consideradas semelhantes à PCH Ijuizinho.

- d) As usinas em que os projetos são implantados produzem bens e serviços com qualidade e propriedades comparáveis, bem como em áreas comparáveis (ex. clínquer) que a atividade de projeto;

Todas as usinas identificadas na Tabela 13 produzem serviços com qualidade, propriedades e em áreas comparáveis às da atividade de projeto.

- e) A capacidade dos projetos deve estar dentro da faixa variável de capacidade aplicável conforme calculado na Etapa 1;

Todas as usinas identificadas na Tabela 13 estão dentro da faixa variável aplicável de capacidade calculada na Etapa 1.

- f) A data de início da operação comercial dos projetos deve ser anterior à data em que o documento de concepção de projeto (MDL-DCP) foi publicado para consulta global às partes interessadas ou antes da data de início da atividade de projeto proposta, o que ocorrer antes para a atividade de projeto proposta.

A data de início da atividade de projeto está prevista para 01/Mar/2014, quando a Licitação será anunciada. No entanto, já que o DCP tem data em Fevereiro, 2013 as usinas analisadas nesta etapa são todas consideradas semelhantes à atividade de projeto, já que iniciaram sua operação comercial antes de Jan/2013.

A data de início da operação comercial de todas as usinas analisadas nesta etapa foi verificada no site da ANEEL, disponível no seguinte link: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37> (por favor, abrir os arquivos sob o título “ACOMPANHAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”).

Logo, todas as 153 usinas hidrelétricas identificadas na Tabela 13 permanecem consideradas semelhantes à atividade de projeto.

RESULTADO DA ETAPA 2: Das 340 usinas dentre a faixa variável de capacidade da atividade de projeto conforme apresentado na ETAPA 1, apenas 153 cumprem os critérios descritos na ETAPA 2.



- **ETAPA 3:** Dentre os projetos identificados na Etapa 2, identifique aqueles que não são projetos registrados no MDL, nem submetidos à registro ou em processo de validação. Note seu número como N_{all} .

Das 153 usinas hidrelétricas identificadas na Tabela 13, 72 são atividades de projeto registradas no MDL, submetidas para registro ou em processo de validação. Logo, $N_{all} = 81$.

RESULTADO DA ETAPA 3: Das 153 usinas consideradas semelhantes à atividade de projeto conforme apresentado na ETAPA 2, 72 são projetos registrados no MDL ou em processo de registro e validação. Logo, $N_{all} = 81$.

- **ETAPA 4:** Dentre os projetos semelhantes identificados na Etapa 3, identifique aqueles que aplicam tecnologias diferentes daquela aplicada na atividade de projeto. Note seu número N_{diff} .

De acordo com as “Diretrizes”, tecnologias diferentes são aquelas que entregam a mesma capacidade e diferem em pelo menos um dos seguintes itens:

- a) Fonte de energia/combustível (ex. geração de energia por diferentes fontes de energia como eólica e hidrelétrica e diferentes tipos de combustíveis como biomassa e gás natural);

Todas as 81 usinas hidrelétricas usam a mesma fonte de energia/combustível que a atividade de projeto e, portanto, utilizam a mesma fonte/combustível que a atividade de projeto.

- b) Matéria-prima (exemplo: produção de combustível etanol por diferentes matérias-primas como cana de açúcar e amido, produção de cimento com porcentagem variável de combustíveis alternativos ou combustíveis menos intensivos em carbono);

Não aplicável à atividade de projeto.

- c) Escala da instalação (capacidade de energia)/economias de energia;
 - i. Micro (conforme definido no parágrafo 24 da decisão 2/CMP.5 e parágrafo 39 da decisão 3/CMP.6)

Não aplicável à atividade de projeto.

- ii. Pequena (conforme definido no parágrafo 28 da decisão 1/CMP.2)

Não aplicável à atividade de projeto.



iii. Grande

O MDL considera usinas de grande escala – para projetos Tipo I – aqueles com uma capacidade de mais de 15 MW. Considerando que a atividade de projeto terá uma capacidade instalada de 15,01 MW, o projeto é considerado de grande escala.

Assim, das 81 usinas remanescentes semelhantes à atividade de projeto, apenas 26 têm capacidade maior ou igual do que 15,01 MW.

d) Clima de investimento na data da decisão de investimento, considerando:

i. Acesso à tecnologia

As 26 PCHs que permanecem semelhantes à atividade de projeto têm acesso às mesmas condições de tecnologia e, portanto, este critério não é aplicável ao caso da atividade de projeto.

ii. Subsídios e demais fluxos financeiros

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é o maior provedor de empréstimos a longo prazo no Brasil; ele é responsável por fornecer financiamento a projetos de todas as escalas. Diferentemente de outros países, empréstimos de longo prazo não são tão facilmente oferecidos por bancos comerciais, e em geral estas entidades não têm taxas competitivas quando comparadas às do BNDES. As condições de empréstimo são similares a todas as PCHs com pequenas variações no *spread*.

Em 2002, o governo brasileiro lançou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Como definido no Decreto nº 5.025/2004, o Programa foi estabelecido para aumentar a participação da eletricidade gerada no país por empresas baseadas em fontes renováveis como eólica, biomassa e PCHs conectados à rede nacional (SIN¹⁶). O Programa garante um mercado seguro estabelecido com contratos de longo prazo garantidos pela Eletrobrás com preços atrativos e linhas de crédito especiais garantidas pelo BNDES. Em sua primeira fase, 63 PCHs aderiram ao Programa com uma capacidade instalada total de 1.191 MW. Esta primeira fase foi encerrada em 2004 e ainda não há nenhum indício de se e quando uma segunda fase será aberta. As regras do Programa também incluíam um artigo que previa que todas as receitas advindas de qualquer esquema de comércio de redução de emissões, incluindo o MDL, seriam revertidas ao governo. Ainda há licitações pendentes de alguns projetos que receberam ambos os incentivos.

Das 26 usinas que permanecem semelhantes à atividade de projeto, 11 receberam o benefício do PROINFA, deixando, portanto apenas 15 usinas consideradas semelhantes à atividade de projeto.

iii. Políticas promocionais

Nenhuma política promocional foi considerada como critério no caso da atividade de projeto.

¹⁶ <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>



iv. Quadro regulatório

A análise de prática comum somente considerou as PCHs que operam como Serviço Público (SP), como é o caso da PCH Ijuizinho. No Brasil, há três outros modos de fornecer eletricidade:

- Produtor Independente de Energia (PIE);
- Auto Produção de Energia (APE); e
- Registro (REG).

O quadro regulatório brasileiro do setor de energia foi desenvolvido entre 1994 e 2004, basicamente em duas etapas. A primeira concentrou-se na privatização e reorganização da estrutura existente e na criação de agências reguladoras (operacionais, institucionais e de mercado). A segunda etapa, por sua vez, ocorreu em 2004 e centralizou o planejamento para garantir o fornecimento de energia no país, já que o Brasil havia sofrido uma crise em 2002 quando um racionamento foi forçado devido à extrema seca que esgotou os principais reservatórios do país. Esta etapa também serviu para acelerar a integração da população na rede nacional elétrica.

Conforme descrito no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)¹⁷, a reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou em 1993 com a Lei nº 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e foi marcada pela promulgação da Lei nº 9.074 de 1995, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre.

Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implantar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado. Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro.

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro.

Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética - EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

¹⁷<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0R>
[CRD](#)



Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres.

Na última década, o Setor Elétrico Brasileiro sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. A tabela abaixo apresenta um resumo das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual, que acabaram por resultar em transformações nas atividades de alguns agentes do setor.

Tabela 18 - Diferenças entre as fases do Setor Elétrico BrasileiroFonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica¹⁸

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) para as Distribuidoras.

Considerando-se que este novo quadro regulatório só entrou em vigor em Março de 2004, é razoável que as usinas consideradas na análise de prática-comum tenham tido sua decisão de construção após esta data. Como os PPs não encontraram esta informação para todas as usinas analisadas nesta Sub- etapa, as usinas só foram consideradas similares se sua operação comercial teve início após março de 2004, de modo que todas as usinas sejam comparadas sob o mesmo quadro regulatório.

¹⁸ <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0R>
[CRD](#)



Logo, das 15 usinas que permaneceram semelhantes à atividade de projeto, 11 iniciaram sua operação após Março 2004 e nenhuma é SP como a atividade de projeto.

- v. Demais características, como:
 - i. Natureza do investimento (ex. custo unitário da capacidade é considerada diferente se o custo diferir em pelo menos 20%).

Este critério não foi aplicado na análise da atividade de projeto.

RESULTADO DA ETAPA 4: Após analisar as usinas ao longo da Etapa 4, verificou-se que não há nenhuma pequena central hidrelétrica que permaneceu semelhante à atividade de projeto e, portanto, $N_{diff} = 81$.

- **ETAPA 5:** Calcule o fator $F = 1 - N_{diff} / N_{all}$ representando a parcela de projetos semelhantes (taxa de penetração da medida/tecnologia) utilizando uma medida/tecnologia semelhante à medida/tecnologia utilizada na atividade de projeto proposta que entrega a mesma capacidade que a atividade de projeto.

a) $F = 1 - N_{diff} / N_{all}$

$$F = 1 - 81 / 81$$

$$F = 1 - 1$$

$$F = 0$$

De acordo com a “Ferramenta”, a atividade de projeto só é considerada uma prática comum dentre um setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior do que 0,2 e $N_{all} - N_{diff}$ for maior do que 3.

Conforme apresentado acima, o fator F não é maior do que 0,2 e, portanto, a atividade de projeto não é uma prática comum no país.

RESULTADO DA ETAPA 5: Como demonstrado na análise de prática comum, projetos similares a PCH Ijuizinho não são amplamente observados no Brasil e, portanto, o projeto não é considerado como uma prática comum.

RESULTADO DA ADICIONALIDADE: De todas as etapas incluídas na seção B.5., a conclusão é de que a atividade de projeto é adicional, e não é (parte do) o cenário de linha de base. Sem os benefícios do MDL, o projeto não seria implantado.



B.6. Redução de emissões

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas

Reduções de emissão

As reduções de emissão do projeto são calculadas como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Em que:

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

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂e/y)

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

Emissões de Linha de Base

As emissões de linha de base incluem apenas as emissões de CO₂ de usinas de geração de eletricidade por fontes fósseis que são deslocadas pela atividade de projeto. A metodologia assume que toda a eletricidade gerada pelo projeto acima dos níveis de linha de base seria gerada por usinas conectadas a rede e pela adição de novas usinas conectadas a rede. As emissões de linha de base são calculadas como segue:

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

Em que:

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂/ano)

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada que é produzida e entregue a rede como resultado da implantação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano)

$EF_{grid,CM,y}$ = Margem combinada CO₂ para geração de eletricidade conectada a rede no ano y, calculada utilizando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” (tCO₂/MWh).

*Cálculo de $EG_{PJ,y}$*

O cálculo de $EG_{PJ,y}$ é diferente para (a) usinas *greenfield*, (b) repotenciações e substituições, e (c) adições de capacidade. Para projetos de substituição como o da PCH Ijuizinho, $EG_{PJ,y}$ é calculado como segue:

$$EG_{PJ,y} = EG_{\text{facility},y} - (EG_{\text{historical}} + \sigma_{\text{historical}}); \text{ até } DATE_{\text{BaselineRetrofit}}$$

e

$$EG_{PJ,y} = 0; \text{ em/após } DATE_{\text{BaselineRetrofit}}$$

Em que:

$EG_{PJ,y}$	=	Quantidade de eletricidade líquida gerada que é produzida e entregue a rede como resultado da implantação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano)
$EG_{\text{facility},y}$	=	Quantidade de eletricidade gerada e enviada à rede pela usina no ano y (MWh/ano)
$EG_{\text{historical}}$	=	Média anual histórica da energia gerada e enviada à rede pela usina existente que era operada antes da implantação da atividade de projeto (MWh/ano).
$\sigma_{\text{historical}}$	=	Desvio padrão médio da média anual histórica da energia gerada e enviada à rede pela usina existente que era operada antes da implantação da atividade de projeto (MWh/ano)
$DATE_{\text{BaselineRetrofit}}$	=	Momento no tempo em que o equipamento existente seria substituído na ausência da atividade de projeto (data)

$EG_{\text{facility},y}$ é a quantidade de eletricidade líquida gerada e fornecida pela usina do projeto a rede. Deve ser determinada como a diferença entre (i) a quantidade de eletricidade fornecida pela usina do projeto a rede e a quantidade de eletricidade entregue pela usina do projeto a rede.

No entanto, a usina tem dois medidores bidirecionais, conforme determinado pela legislação Brasileira, que apenas marcam a eletricidade líquida gerada, sem mostrar a discriminação de quaisquer importações possíveis de energia pela atividade de projeto. A eletricidade gerada pela PCH Ijuizinho será verificada com a memória de massa dos medidores e os dados monitorados pela CCEE, que contabiliza perdas e consumo de energia, etc. Logo, apesar de o projeto ter dois medidores e a CCEE contabilizar as perdas e consumos de energia no local do projeto, os dados são mostrados apenas como a eletricidade líquida gerada, sem a discriminação do total de perdas ou consumo. Por favor, refira a Seção B.7 para informações mais detalhadas sobre o plano de monitoramento do projeto.

$EG_{\text{historical}}$ é a média anual histórica da geração de energia enviada à rede pela usina existente que era operada antes da implantação da atividade de projeto. Para determinar este parâmetro, os participantes do projeto podem escolher entre dois períodos históricos, como segue:

- Os últimos cinco anos anteriores à implantação da atividade de projeto; ou



- (b) O período de tempo do ano após $DATE_{hist}$, até o último ano antes da implantação da atividade de projeto, contanto que o período inclua ao menos cinco anos, em que $DATE_{hist}$ é o momento no tempo mais tardio entre:
- (i) Início da operação comercial da usina/unidade;
 - (ii) Se aplicável: a última adição de capacidade da usina/unidade; ou
 - (iii) Se aplicável: o último *retrofit* da usina/unidade.

Os PPs utilizaram a opção (a) últimos cinco anos anteriores à implantação da atividade de projeto.

Cálculo de $DATE_{BaselineRetrofit}$

Para estimar o momento em que o equipamento existente necessitaria ser substituído na ausência da atividade de projeto ($DATE_{BaselineRetrofit}$), os participantes do projeto podem seguir uma das seguintes abordagens:

- a) A vida útil média dos equipamentos pode ser determinada e documentada, considerando práticas comuns no setor e país, por exemplo, com base em pesquisas da indústria, estatísticas, publicações técnicas, etc.;
- b) As práticas comuns da empresa responsável referentes à cronogramas de substituição podem ser avaliadas e documentadas, com base em registros históricos de substituição de equipamentos similares, por exemplo.

A metodologia também prevê que o momento em que o equipamento existente necessitaria ser substituído na ausência da atividade de projeto deve ser selecionado de modo conservador; no caso de se identificar um período, a primeira data deverá ser selecionada.

De acordo com a metodologia aprovada e consolidada de linha de base ACM002, de modo a estimar o ponto no tempo em que o equipamento existente deveria ser trocado/repotenciado na ausência da atividade de projeto ($DATE_{Baseline,Retrofit}$), os participantes do projeto devem utilizar a vida útil técnica média do tipo de equipamento que pode ser determinada e documentada, considerando as práticas comuns do setor e país, ex. com base em pesquisas da indústria, estatísticas, literatura técnica, etc.

A literatura técnica de diferentes fontes internacionais confirma que usinas hidrelétricas podem ter uma vida técnica média típica até 100 anos.

A Agência Internacional de Energia (IEA – *International Energy Agency*) é uma organização autônoma que trabalha visando garantir energia limpa, acessível e confiável aos seus 28 países membros. Fundada em resposta à crise de petróleo de 1973 e 1974, o papel inicial da IEA era auxiliar os países a coordenar uma resposta coletiva às principais interrupções no fornecimento de petróleo liberando os estoques de emergência ao mercado. Enquanto isto permanece sendo um aspecto chave de seu trabalho, a IEA evoluiu e se expandiu e hoje está no coração do diálogo global sobre energia, fornecendo pesquisas, estatísticas, análises e recomendações na área. Hoje, a IEA tem quatro áreas principais cujos focos são a segurança energética, desenvolvimento econômico, consciência ambiental e engajamento global.

De acordo com a IEA, usinas hidrelétricas têm uma vida técnica útil de até 100 anos devido ao fato de que a hidroeletricidade é a fonte de energia comprovadamente mais confiável, flexível e eficiente com base em mais de 100 anos de experiência. Atualizações e remodelações podem estender de



imediatamente a vida útil de plantas que contribuem ao baixo custo da eletricidade gerada por hidrelétricas¹⁹.

O Programa de Análise de Sistemas de Tecnologia de Energia (ETSAP – *Energy Technology Systems Analysis Programme*) é um acordo de implantação da IEA e também cita que pequenas usinas hidrelétricas com capacidade instalada até 10 MW e usinas hidrelétricas com mais de 10 MW têm uma vida técnica útil até 100 anos²⁰. O ETSAP foi estabelecido originalmente em 1976 e funciona como um consórcio de equipes formadas por países membros e equipes convidadas que cooperam ativamente para estabelecer, manter e expandir uma capacidade analítica consistente e global de energia/economia/meio ambiente/engenharia (4E). Sua estrutura consiste em equipes nacionais individuais em cerca de 70 países, e uma metodologia comum, comparável e combinável, baseada principalmente em modelos da família MARKAL/TIMES que permitem a compilação de cenários energéticos de longo prazo e análises nacionais e globais de energia e meio ambiente.

A Rede Internacional Europeia para Energia Sustentável (INFORSE – Europa – *European International Network for Sustainable Energy*) trabalha visando soluções energéticas sustentáveis para proteger o meio ambiente e reduzir a pobreza. A INFORSE – Europa é uma das sete regiões da Rede Internacional Europeia para Energia Sustentável (INFORSE – *International Network for Sustainable Energy*), uma Organização Não-Governamental global formada no Fórum Global no Rio em 1992. A INFORSE tem mais de 145 organizações membros no mundo e trabalha para a implantação de soluções energéticas sustentáveis pela troca de informações, criando consciência, formulando e implantando estratégias e realizando lobby de fóruns internacionais. A INFORSE – Europa hoje tem 80 membros em 35 países.

A INFORSE – Europa também indica que pequenas centrais hidrelétricas apresentam uma vida técnica média de mais de 70 anos, e que especialistas indicam que este período pode chegar aos 100 anos²¹.

De modo a fornecer mais evidências de como hidrelétricas podem operar por até 100 anos, a seguinte tabela mostra as diferentes usinas hidrelétricas brasileiras que iniciaram sua operação no início do século XX e que ainda não foram repotenciada ou que sofreram repotenciação após um longo período de operação.

¹⁹ http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Hydropower_Essentials.pdf

²⁰ <http://www.iea-etsap.org/web/e-techds/pdf/e07-hydropower-gs-gct.pdf>

²¹ http://www.inforse.org/europe/success/SU_H_intro.htm

**Tabela 19 - Usinas hidrelétricas brasileiras que iniciaram sua operação no início do século XX**

Usina	Início da operação	Repotenciação?	Vida útil técnica
Jucu	1909	Repotenciada em 2000	91 anos
São Joaquim	1911	Repotenciada em 2001	90 anos
Capão Preto	1911	Repotenciada em 2008	97 anos
Esmeril	1912	Repotenciada em 1997	85 anos
Fruteiras	1912	Repotenciada em 2000	88 anos
Chibarro	1912	Repotenciada em 2008	96 anos
Gavião Peixoto	1913	Repotenciada em 2007	94 anos
Coronel Domiciano	1918	Adição de capacidade em 1995	95 anos
Alegre	1920	Repotenciada em 2000	80 anos
Ijuí	1923	-	90 anos
Dourados	1926	Repotenciada em 2002	76 anos
Marzagão	1927	Adição de capacidade em 2001	86 anos
Capigui	1933	Adição de capacidade em 1953 e 1955	80 anos
Herval	1941	-	72 anos
Passo do Inferno	1948	-	65 anos
Forquilha	1950	-	63 anos
VIDA ÚTIL MÉDIA			83 ANOS
IJUIZINHO	1950	Adição de capacidade programada	63 ANOS

As usinas apresentadas acima que foram repotenciada tiveram seus equipamentos substituídos por novos, e aquelas que sofreram uma adição de capacidade receberam novos equipamentos para operar conjuntamente com os antigos e complementar sua geração de energia.

Como pode ser verificado na tabela acima, as usinas hidrelétricas analisadas têm uma vida operacional média de 83 anos. Os PPs decidiram utilizar esta média de modo conservador para calcular o tempo operacional restante da PCH Ijuizinho.

Considerando que a atividade de projeto iniciou sua operação em 1950, a vida útil remanescente é a que segue:

Vida técnica operacional média: 83 anos

Vida operacional atual: 63 anos

Vida útil remanescente: $83 - 63 = 20$ anos

Logo, $DATE_{BaselineRetrofit}$ é 2033.



Todas as informações apresentadas na Tabela 19 têm fonte nos seguintes links:

- **Data de início da operação**

Jucu

http://www.edpbr.com.br/energia/geracao_renovaveis/geracao/espírito_santo/pch_jucu/pch_jucu.asp

São Joaquim

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Capão Preto

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Esmeril

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Fruteiras

http://www.edpbr.com.br/energia/geracao_renovaveis/geracao/espírito_santo/pch_fruteiras/pch_fruteiras.asp

Chibarro

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Gavião Peixoto

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Coronel Domiciano

<http://www.grupoenergisa.com.br/Geracao/energisa/historia.aspx>

Alegre

http://www.edpbr.com.br/energia/geracao_renovaveis/geracao/espírito_santo/pch_alegre/pch_alegre.asp

Ijuí

http://www.carlosadib.com.br/elet_fatos.html

Dourados

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Marzagão

http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2002/Teses/Tese_Jose_Roberto.pdf

Capigui

http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/archives/Relat%C3%B3rio_de_An%C3%A1lise_Ambiental_CEEE-GT.pdf



Herval

http://www.carlosadib.com.br/elet_fatos.html

Passo do Inferno

http://www.carlosadib.com.br/elet_fatos.html

Forquilha

http://www.carlosadib.com.br/elet_fatos.html

- **Dados sobre repotenciação**

Jucu

<http://www.escelsa.com.br/aescelsa/usinas.asp>

São Joaquim

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Capão Preto

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Esmeril

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Fruteiras

<http://www.escelsa.com.br/aescelsa/usinas.asp>

Chibarro

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Gavião Peixoto

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Coronel Domiciano

http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2002/Teses/Tese_Jose_Roberto.pdf

Alegre

<http://www.escelsa.com.br/aescelsa/usinas.asp>

Dourados

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Marzagão

http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2002/Teses/Tese_Jose_Roberto.pdf

Capigui

http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/archives/Relat%C3%B3rio_de_An%C3%A1lise_Ambiental_CEEE-GT.pdf



A tabela abaixo apresenta informações referentes à geração de energia no cenário de linha de base do projeto, calculada a partir da média histórica de 5 anos, conforme determinado pela metodologia. A tabela também apresenta a data em que se espera que a HPP Ijuizinho II entre em operação após a obra de substituição ser concluída. A última coluna apresenta a data em que a concessão federal da usina termina, a qual é adotada como o momento em que o equipamento existente necessitaria ser substituído na ausência da atividade de projeto ($DATE_{BaselineRetrofit}$).

Tabela 20 - Informações de linha de base

Capacidade Instalada após a Substituição (MW)	EG Baseline (MWh)	Desvio Padrão ($\sigma_{historical}$)	Entrada em operação esperada do projeto após substituição	Fim da Concessão
15,01	6.789	47,91	2014	2035 ²²

Cálculo de $EF_{CO_2,grid,y}$

As emissões de linha de base devem considerar apenas as emissões de CO₂ derivadas da geração de eletricidade em usinas movidas a combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade de projeto.

De acordo com a “Ferramenta para calcular um fator de emissão de um sistema elétrico”, o fator de emissão CO₂ para o deslocamento da eletricidade gerada pelas usinas de um sistema elétrico é determinado pelo cálculo da margem combinada (CM) do sistema elétrico. O CM é resultado de uma média ponderada de dois fatores de emissão referentes ao sistema elétrico: a margem de operação (OM) e a margem de construção (BM). A margem de operação é o fator de emissão que se refere ao grupo de usinas existentes cuja geração de eletricidade atual seria afetada pela atividade de projeto MDL proposta. A margem de construção refere-se ao grupo de usinas potenciais cuja construção e operação futura seria afetada pela atividade de projeto MDL proposta. A metodologia assume que toda a geração de eletricidade acima dos níveis de linha de base seria gerada por usinas existentes conectadas à rede e pela adição de novas usinas também conectadas à rede.

- (a) Conforme descrito na seção B.4, o fator de emissão é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.

²² http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documents_Aplicacao/CG0025CEEE.pdf



A margem combinada (CM) do fator de emissão é a combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”. A ferramenta indica que o fator de emissão para a rede é determinada pelas seguintes etapas:

1. Identifique os sistemas elétricos relevantes;
2. Selecione se serão incluídas usinas isoladas no sistema elétrico do projeto (opcional);
3. Selecione o método para determinar a margem de operação (OM);
4. Calcule a margem de operação de acordo com o método selecionado;
5. Calcule a margem de construção (BM);
6. Calcule a margem combinada (CM) do fator de emissão.

Etapa 1. Identifique os sistemas elétricos relevantes

O sistema elétrico no Brasil tem seu subsistema principal, o Sistema Interligado Nacional (SIN) – a rede elétrica nacional -, e diversos sistemas isolados localizados em sua maioria na região Amazônica. Considerando que a atividade de projeto gera e entrega eletricidade ao SIN, este é o sistema elétrico relevante considerado.

Todos os dados requeridos pela Ferramenta são referenciados do Operador Nacional do Sistema (ONS), entidade responsável pela coordenação e controle da operação de todas as instalações de geração e transmissão no SIN. A AND Brasileira define este sistema na Resolução nº 8 de 26/05/2008, disponível em http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf.

Etapa 2. Selecione se serão incluídas usinas isoladas no sistema elétrico do projeto

Os Participantes do Projeto selecionaram a opção I da “Ferramenta” e nenhuma usina isolada foi incluída no sistema elétrico do projeto:

- Opção I: Apenas usinas conectadas à rede foram incluídas no cálculo.

Etapa 3. Selecione o método para determinar a margem de operação (OM)

O cálculo da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) pode se basear nos seguintes métodos:

- (a) OM Simples;
- (b) OM Simples ajustado;
- (c) OM da análise dos dados de despacho; ou
- (d) OM Médio.

A AND Brasileira calcula anualmente o fator de emissão do país com base na análise dos dados de despacho OM (c) e, portanto, os PPs utilizam dados oficiais no cálculo do fator de emissão.

**Etapa 4. Calcule a margem de operação de acordo com o método selecionado****(a) OM Análise dos dados de despacho**

A margem de operação calculada pela análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinada com base nas usinas conectadas à rede que geram e entregam energia elétrica a cada hora (h) em que a usina está operando. Esta abordagem não é aplicável para dados históricos e, portanto, requer monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$. O fator de emissão é calculado como segue:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum EG_{PJ,h} * EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Em que:

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

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade entregue pelo projeto na hora h do ano y (MWh)

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

$EG_{PJ,y}$ = Eletricidade total deslocada pelo projeto no ano y (MWh)

h = Horas no ano y em que o projeto desloca eletricidade

y = Ano em que o projeto desloca eletricidade da rede

O fator de emissão horário é calculado com base na eficiência energética da usina conectada à rede e pelo tipo de combustível utilizado, como segue:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum EG_{n,h} * EF_{EL,n,y}}{\sum EG_{n,h}}$$

Em que:

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão CO₂ das usinas conectadas à rede no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{n,h}$ = Eletricidade líquida gerada e entregue à rede por cada usina n na hora h (MWh)

$EF_{EL,n,y}$ = Fator de emissão CO₂ das usinas n no ano y (tCO₂/MWh)

n = Usinas conectadas à rede no topo do despacho

h = Horas no ano y em que o projeto desloca eletricidade da rede

A AND Brasileira é responsável por fornecer $EF_{EL,DD,h}$ de modo que os PPs possam calcular a margem de operação. Logo, estes dados serão atualizados anualmente com base em informações oficiais publicadas pela AND, disponibilizadas em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>.



Etapa 5. Calcule a margem de construção (BM)

Os PPs selecionaram a opção 2 definida na “Ferramenta” para calcular a margem de construção, como segue:

- Opção 2: Para o primeiro período de obtenção de créditos, a margem de construção deverá ser atualizado anualmente, *ex post*, incluindo as usinas construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não estiver disponível, incluir aquelas usinas construídas até o último ano com informações disponíveis. Para o segundo período de obtenção de créditos, a margem de construção deverá ser calculada *ex ante* conforme descrito na Opção 1 acima. Para o terceiro período de obtenção de créditos, a margem de construção calculada para o segundo período deverá ser utilizado.

A margem de construção é a média ponderada de geração do fator de emissão (tCO₂/MWh) de todas as usinas m durante o ano y mais recente para o qual os dados de geração elétrica estão disponíveis, e é calculado como segue:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum EG_{m,y}}$$

Em que:

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

$EG_{m,y}$ = Eletricidade líquida gerada e entregue à rede pela usina m no ano y (MWh)

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

m = Usinas incluídas na margem de construção

y = Ano histórico mais recente para o qual as informações de geração estão disponíveis

A AND Brasileira é responsável por fornecer a margem de construção que é utilizado no cálculo do fator de emissão do país. Logo, este dado será atualizado anualmente com base em dados oficiais publicados pela AND e disponibilizados em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>.

Etapa 6. Calcule a margem combinada (CM) do fator de emissão

O cálculo da margem combinada (CM) do fator de emissão ($EF_{grid,CM,y}$) tem base em um dos seguintes métodos:

- (a) Média ponderada CM; ou
- (b) CM Simplificado.

A opção (a) média ponderada CM foi aplicada como segue:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} * W_{OM} + EF_{grid,BM,y} * W_{BM}$$



Em que:

$EF_{grid, OM, y}$ = Fator de emissão da margem de operação no ano y (tCO_2/MWh);

$EF_{grid, BM, y}$ = Fator de emissão da margem de construção no ano y (tCO_2/MWh);

W_{OM} = Ponderação da margem de operação (%);

W_{BM} = Ponderação da margem de construção (%).

Segundo a ferramenta, os seguintes valores padrão devem ser utilizados para W_{OM} e W_{BM} :

- Atividades de projetos de geração eólica e solar: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ para o primeiro período de obtenção de créditos e para os períodos subsequentes;
- Demais projetos: $W_{OM} = 0,5$ e $W_{BM} = 0,5$ para o primeiro período de obtenção de créditos, e $W_{OM} = 0,25$ e $W_{BM} = 0,75$ para o segundo e terceiro períodos de obtenção de créditos, a não ser que especificado de outra maneira na metodologia aprovada que se refere à ferramenta.

No caso da PCH Ijuizinho, o valor padrão de 50% será considerado para ambos os fatores de emissão da margem de operação e construção.

Emissões de Projeto

Para a maioria dos projetos de energia renovável, $PE_y = 0$. No entanto, em algumas categorias de projetos as emissões de projeto podem ser significantes. Estas emissões deverão ser contabilizadas como emissões de projeto utilizando a seguinte equação:

$$PE_v = PE_{FF,v} + PE_{GP,v} + PE_{HP,v}$$

Em que:

PE_y = Emissões de projeto no ano y (tCO_2e/ano)

$PE_{FF,y}$ = Emissões de projeto do consumo de combustíveis fósseis no ano y (tCO_2/ano)

$PE_{GP,y}$ = Emissões de projeto da operação de usinas geotérmicas devido ao lançamento de gases não-condensáveis no ano y (tCO_2e/ano)

$PE_{HP,y}$ = Emissões de projeto de reservatórios de água de usinas hidrelétricas no ano y (tCO_2e/ano)

As emissões de GEE da PCH Ijuizinho são iguais a zero, já que não há emissões do uso de combustíveis fósseis no local nem pela operação de usinas geotérmicas. As emissões de seu reservatório d'água também não são consideradas, uma vez que a densidade de potência da usina é maior do que $4 W/m^2$, conforme demonstrado na Seção B.2.

Fugas

Nenhuma emissão de fuga é considerada. As principais emissões que poderiam implicar em fugas no contexto de projetos no setor elétrico são emissões derivadas de atividades como a construção de usinas e emissões a montante de usos de combustíveis fósseis (e.g. extração, processamento, transporte). Estas emissões são negligenciadas.

**B.6.2. Dados e parâmetros fixados ex ante**

Dado / Parâmetro:	$EG_{\text{historical}}$
Unidade	MWh
Descrição	Média histórica anual da eletricidade líquida entregue à rede pela usina existente que era operada no local do projeto antes da implantação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Local da atividade de projeto
Valor aplicado	Por favor, veja tabela no Anexo 4
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Toda a eletricidade gerada pela PCH Ijuizinho desde o início de sua operação em 1950 até hoje foi medida por medidores de energia.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro:	$\sigma_{\text{historical}}$
Unidade	MWh
Descrição	Desvio padrão da média histórica anual da energia líquida gerada e entregue à rede pela usina existente que era operada no local do projeto antes da implantação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Calculado a partir dos dados de $EG_{\text{historical}}$
Valor aplicado	47,91
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Este parâmetro será calculado como o desvio padrão da geração anual de energia utilizada para calcular $EG_{\text{historical}}$.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-



Dado / Parâmetro:	DATE _{BaselineRetrofit}
Unidade	Data
Descrição	Momento em que o equipamento existente necessitaria ser substituído na ausência da atividade de projeto
Fonte do dado	Local da atividade de projeto
Valor aplicado	2035
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Conforme as definições da metodologia acima
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro:	Cap _{BL}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina anterior à implantação da atividade do projeto. Para novas usinas, este valor é zero.
Fonte do dado	Local da atividade de projeto
Valor aplicado	1.000.000
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	-
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro:	A _{BL}
Unidade	m ²
Descrição	Área do reservatório medida pela superfície d'água, antes da implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte do dado	Atividade de projeto
Valor aplicado	38.000
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	-
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-



Dado / Parâmetro:	W_{OM}
Unidade	%
Descrição	Peso da margem de operação
Fonte do dado	Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico
Valor aplicado	50
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Cálculo do fator de emissão.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro:	W_{BM}
Unidade	%
Descrição	Peso da margem de operação
Fonte do dado	Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico
Valor aplicado	50
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Cálculo do fator de emissão.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

B.6.3. Cálculo ex ante da redução de emissões

Como demonstrado na Seção B.6.1, não há nenhuma fuga ou emissões do projeto a serem consideradas no cálculo de reduções de emissão. Assim, as reduções de emissão são o mesmo que as emissões de linha de base:

$$ER_y = BE_y$$

Em que:

ER_y = Reduções de emissão no ano y (tCO_2);

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

$$ER_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y}$$

Em que:

ER_y = Reduções de emissão no ano y (tCO_2);



$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de energia gerada e enviada à rede como resultado da implantação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano);

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão da rede no ano y (tCO_2/MWh).

Uma vez que a AND brasileira é responsável pela publicação dos fatores de emissão da rede elétrica nacional, os últimos valores publicados²³ para o fator de emissão foram utilizados para estimar as reduções de emissão como segue:

Fator de Emissão Média Anual da Margem de Construção (tCO_2/MWh)	
	2012
	0,2010

Média Mensal da Margem de operação (tCO_2/MWh) – 2012											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,2935	0,3218	0,405	0,6236	0,5943	0,5056	0,3942	0,449	0,6433	0,6573	0,6641	0,6597

Média da margem de operação em 2012 = 0,5176167

Como descrito na seção B.6.1, o cálculo do fator de emissão é como segue:

$$EF_{CO_2} = 0,5 * 0,2010 + 0,5 * 0,5176167$$

$$EF_{CO_2} = 0,1005 + 0,2588$$

$$EF_{CO_2} = 0,3593 \text{ tCO}_2/MWh$$

Espera-se que a PCH Ijuizinho gere aproximadamente 76.037 MWh adicionais; no entanto, considerando-se o ajuste pelo desvio padrão histórico, a atividade de projeto irá gerar aproximadamente 69.200 MWh adicionais, conforme a tabela abaixo:

Tabela 21 - Geração esperada de energia elétrica do projeto

LINHA DE BASE			SUBSTITUIÇÃO		
Geração (1)	Desvio Padrão Histórico (2)	Geração de Linha de Base (1) + (2) = (3)	Energia Média Adicional	Geração Adicional (4)	Energia Adicional (3) + (4)
MWh	MWh	MWh	MW médios	MWh	MWh
6.789	47,91	6.837	8,68	76.037	69.200

²³ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora>



Portanto, a redução de emissão do projeto é:

$$ER_y = 69.200 * 0,3593$$

$$ER_y = 24.863 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

B.6.4. Síntese da estimativa ex ante das reduções de emissão

Ano	Emissões de linha de base (t CO ₂ e)	Emissões de projeto (t CO ₂ e)	Fuga (t CO ₂ e)	Reduções de emissão (t CO ₂ e)
01/Jun/2015	14.504	0	0	14.504
2015	24.863	0	0	24.863
2016	24.863	0	0	24.863
2017	24.863	0	0	24.863
2018	24.863	0	0	24.863
2019	24.863	0	0	24.863
2020	24.863	0	0	24.863
31/May/2021	10.360	0	0	10.360
Total	174.044	0	0	174.044
Número total de anos de obtenção de créditos	7			
Média anual do período de obtenção de créditos	24.863	0	0	24.863

**B.7. Plano de monitoramento****B.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados**

Dado / Parâmetro	$EG_{\text{facility},y}$
Unidade	MWh
Descrição	Quantidade de eletricidade líquida gerada e entregue pela planta/unidade do projeto à rede no ano y
Fonte do dado	Medidores de energia
Valor(es) aplicado(s)	76.037
Métodos e procedimentos de medição	<p>Há dois medidores no ponto de saída da subestação do projeto: o principal e o de retaguarda. Ambos são do tipo bidirecional. Quando o medidor principal falhar e não operar normalmente, o medidor de retaguarda iniciará as medições de modo que a informação de geração não será perdida. A precisão dos medidores é Classe – 0,2%, de acordo com a Norma Brasileira Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica (estáticos) NBR 14.519.</p> <p>Medidores de alta voltagem irão enviar a informação de geração para quatro pontos:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Painel de Controle Operacional da PCH;2. ONS – via VPN;3. Sala de controle da CEEE-GT em Porto Alegre;4. CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) na qual os totais mensais serão utilizados para fatura de comercialização. <p>Ademais, serão utilizadas planilhas obtidas mensalmente dos medidores com dados consolidados da geração mensal que serão comparadas com as planilhas de geração mensal disponíveis no site da CCEE mensalmente.</p>
Frequência monitoramento de	Mensal
Procedimentos GQ/CQ de	O nível de incerteza da informação é Baixo. Esta informação será utilizada para calcular as reduções de emissão. A energia gerada será monitorada pela CEEE-GT e será checada de acordo com as planilhas disponíveis no site da CCEE (comparação entre os dados de operação e relatórios da CCEE pelo Relatório ME001).
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-



Dado / Parâmetro	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Margem combinada CO ₂ do fator de emissão para geração de energia conectada a rede no ano y calculada de acordo com a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Fonte do dado	CIMGC/NOS
Valor(es) aplicado(s)	0,3593
Métodos e procedimentos de medição	O fator de emissão ex-post será calculado pela AND Brasileira – CIMGC com dados do ONS. Os itens da fórmula deste parâmetro ($EF_{grid,BM,y}$ e $EF_{grid,OM,y}$) também serão monitorados e calculados pela CIMGC e ONS com os dados de despacho do sistema elétrico.
Frequência de monitoramento	Este parâmetro será atualizado anualmente de acordo com os cálculos da CIMGC do SIN.
Procedimentos de GQ/CQ	Este dado é referenciado por uma fonte oficial e está publicamente disponível. A margem de erro deste valor é baixo.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Margem de construção CO ₂ do fator de emissão para o sistema elétrico do projeto no ano y
Fonte do dado	CIMGC/ONS
Valor(es) aplicado(s)	0,5176
Métodos e procedimentos de medição	A margem de operação será calculada com dados da CIMGC e ONS. Os itens da fórmula do parâmetro $EF_{grid,OM,y}$ também serão monitorados e calculados pela CIMGC e ONS com os dados de despacho do SIN.
Frequência de monitoramento	Este parâmetro será atualizado anualmente de acordo com os cálculos da CIMGC para o SIN.
Procedimentos de GQ/CQ	Estes dados serão aplicados no cálculo ex-post do fator de emissão. Os dados serão preenchidos anualmente (arquivo eletrônico). Os dados serão arquivados eletronicamente até dois anos após a conclusão do período de crédito.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .



Dado / Parâmetro	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Margem de construção CO ₂ do fator de emissão do sistema elétrico do projeto no ano y
Fonte do dado	CIMGC/NOS
Valor(es) aplicado(s)	0,2010
Métodos e procedimentos de medição	A margem de construção será calculada com dados da CIMGC e ONS. Os itens da fórmula do parâmetro $EF_{grid,OM,y}$ também serão monitorados e calculados pela CIMGC e ONS com os dados de despacho do SIN.
Frequência de monitoramento	Este parâmetro será atualizado anualmente de acordo com os cálculos da CIMGC para o SIN.
Procedimentos de GQ/CQ	Estes dados serão aplicados no cálculo ex-post do fator de emissão. Os dados serão preenchidos anualmente (arquivo eletrônico). Os dados serão arquivados eletronicamente até dois anos após a conclusão do período de crédito.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .

Dado / Parâmetro	Cap_{PJ}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implantação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Local do projeto
Valor(es) aplicado(s)	15.010.000
Métodos e procedimentos de medição	A capacidade instalada do projeto é definida pelo conjunto turbo-gerador e não será alterada. Estes equipamentos serão verificados anualmente para garantir que não sejam modificados.
Frequência de monitoramento	Anual.
Procedimentos de GQ/CQ	-
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-



Dado / Parâmetro	A_{PJ}
Unidade	m ²
Descrição	Área do reservatório único ou múltiplo medido na superfície da água, após a implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte do dado	Local do projeto
Valor(es) aplicado(s)	1.010.000
Métodos e procedimentos de medição	Este valor não será alterado e será avaliado pela entidade ambiental que é responsável pela emissão da Licença de Operação. Logo, este parâmetro será verificado anualmente pela Licença de Operação da PCH Ijuzinho.
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos de GQ/CQ	-
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

B.7.2. Plano de amostragem

Não aplicável.

B.7.3. Demais elementos do plano de monitoramento

Os parâmetros que devem ser monitorados durante o tempo de duração do contrato do projeto são a quantidade de energia elétrica gerada e enviada à rede pela usina/unidade do projeto à rede no ano y ($EG_{facility,y}$), a qual o patrocinador do projeto irá medir continuamente, e a margem combinada CO_2 do fator de emissão para geração de energia conectada a rede no ano y ($EG_{grid,CM,y}$), conforme os procedimentos definidos na metodologia de monitoramento “ACM0002 Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada a rede por fontes renováveis” (versão 13) para reduções de emissão de projetos de grande escala.

Os procedimentos de monitoramento para medição de informações, garantia e controle da qualidade estão descritos abaixo. O fator de emissão, que será aplicado *ex-post*, é publicado anualmente em uma base horária.

Procedimentos de Monitoramento

As medições de energia gerada e entregue à rede serão realizadas por dois medidores redundantes de três fases e quatro fios eletrônicos, que irão enviar os dados para a rede por meio de um gateway. A medição da geração elétrica será feita em dois pontos:

- Centro de Controle Operacional da Usina;
- ONS – via VPN; e
- CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que atua para o registro dos contratos e transações. A CCEE utiliza informação da geração de energia para elaborar as faturas de serviço de transmissão entre o gerador e o consumidor final, entre outros usos.

Toda a eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto será monitorada online pela CCEE. Esta entidade é responsável pela leitura mensal e consolidação da eletricidade gerada pelo Relatório ME001, que contabiliza a eletricidade bruta e líquida gerada pelo projeto.

A figura abaixo mostra um diagrama unifilar simplificado indicando a localização dos instrumentos:

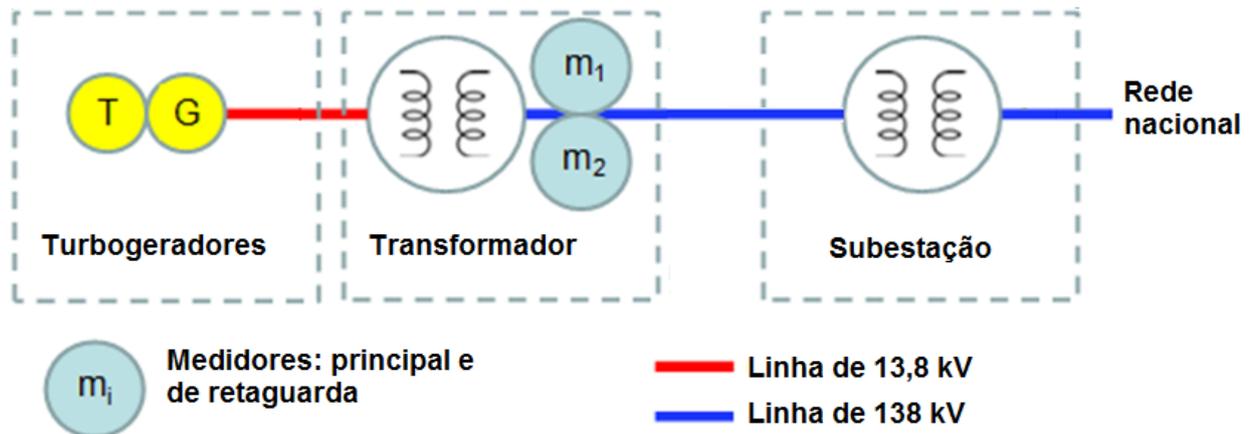


Figura 5 – Diagrama unifilar simplificado

Todos os procedimentos para a medição da eletricidade são definidos pelo ONS de acordo com o "Módulo 12" do documento Procedimentos de Rede, que prevê medições com fins de fatura com o objetivo de estabelecer as responsabilidades, a sistemática e os prazos para o desenvolvimento de projetos no âmbito do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), para a manutenção e inspeção do sistema e para leituras padrão do medidor e certificação do SMF.

O projeto consiste em uma usina a fio d'água que receberá novos equipamentos, resultando em uma substituição que irá fornecer uma nova capacidade instalada à usina, com um aumento do reservatório existente para 1,01 km². A área do reservatório é avaliada pela agência ambiental responsável pela emissão da Licença de Operação do projeto. Logo, este parâmetro será verificado anualmente pela Licença de Operação da PCH Ijuizinho.

Estrutura de Gerenciamento e Organizacional

Todas as faturas e outros documentos fiscais serão armazenados no sistema de contabilidade da CEEE-GT.

A pessoa responsável pela reunião e arquivamento dos dados é o gerente do projeto, que é o líder do projeto MDL responsável por acompanhar o registro da PCH Ijuizinho.

A CEEE-GT irá proceder com todas as medidas necessárias para a medição da energia e seu monitoramento. Ademais, a partir de informações adquiridas da ANEEL e do ONS, será possível monitorar a geração de energia da PCH Ijuizinho e o mix de geração elétrica da rede.



Controle e Garantida da Qualidade

Calibração

A calibração dos medidores será feita de acordo com o Sub-Módulo 12.5 “Certificação de padrões de trabalho”, do ONS, o qual atribui responsabilidades relativas à certificação de padrões e estabelece as atividades necessárias à orientação dos agentes responsáveis pela manutenção do Sistema de Medição para Faturamento - SMF no que concerne à garantia da rastreabilidade e à calibração dos seus padrões de trabalho em referência aos padrões do INMETRO ou dos laboratórios da Rede Brasileira de Calibração - RBC.

Quando dúvidas forem detectadas em qualquer um dos medidores, uma ordem é emitida para sua calibração, teste e reparação.

Manutenção e procedimentos de treinamento

A CEEE-GT é responsável pela manutenção dos equipamentos de monitoramento para lidar com possíveis ajustes e incertezas referentes à suas informações.

A CEEE-GT é responsável pelo gerenciamento do projeto, bem como pela organização e treinamento adequado de equipe para técnicas de monitoramento, medição e reportagem.

Arquivo de informações

Todas as informações de medição de energia são armazenadas de acordo com o Sub-Módulo 12.4 “Coleta de dados de medição para faturamento” do ONS, o qual estabelece as responsabilidades e as atividades relativas à coleta direta e/ou passiva de dados de energia elétrica e de qualidade da energia elétrica (QEE) dos medidores dos SMF. A coleta direta dos dados do SMF é realizada por meio do acesso direto do Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE aos medidores.

O SCDE é responsável pela coleta diária e tratamento dos dados de medição, sendo a aquisição destes dados realizada de forma automática, diretamente ao medidor. Este sistema possibilita a realização de inspeções lógicas com acesso direto aos medidores proporcionando maior confiabilidade e acuracidade dos dados obtidos.

A frequência de armazenamento e submissão das informações referentes à PCH Ijuizinho será anual.

De acordo com um procedimento interno da PCH Ijuizinho, todas as informações coletadas como parte do plano de monitoramento serão armazenadas eletronicamente e serão mantidas por um período de dois anos após a última emissão de créditos. Os procedimentos de coleta e armazenamento dos dados está descrito no documento “Procedimento para Controle e Armazenamento de Documentos Relacionados à Movimentação dos Créditos de Carbono da PCH Ijuizinho”.

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

01/Mar/2014

De acordo com o Glossário de Termos do MDL, a data de início de uma atividade de projeto é a “primeira data em que a implantação, construção ou ação real de uma atividade de projeto tem início”, que normalmente corresponde à data em que os PP se comprometem a gastos significativos referentes à implantação ou construção efetiva da atividade de projeto.

A PCH Ijuizinho ainda não adquiriu seus novos equipamentos, pois a CEEE primeiramente irá anunciar uma Licitação para contratação de empresa para assinatura de um contrato EPC. Logo, a assinatura deste contrato será a data de início da atividade de projeto, pois será a data sem retorno para o desenvolvimento da atividade de projeto. O anúncio está previsto para 01/Dez/2013 e a assinatura do contrato EPC para 01/Mar/2014, como pode ser verificado no cronograma da CEEE no arquivo “CAR05 – *Ijuizinho Work Schedule.pdf*” e será a data de início do projeto.

C.1.2. Vida operacional esperada da atividade de projeto

30a-0m.

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

Primeiro período renovável de obtenção de créditos.

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

01/Jun/2015 (ou data de registro do projeto sob o MDL, o que ocorrer por último)

C.2.3. Duração do período de obtenção de créditos

7a-0m



SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise dos impactos ambientais

No Projeto Básico da atividade de projeto foi desenvolvido um estudo ambiental considerando os meios físico, biótico e antrópico das áreas de influência direta e indireta afetadas pelo projeto, de modo a permitir a identificação e adoção de medidas mitigadoras e/ou compensatórias.

A análise de impactos ambientais levou à proposição dos seguintes programas visando a mitigação e/ou compensação dos impactos identificados:

- Plano Ambiental para a Construção – PAC;
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas;
- Programa de Monitoramento Limnológico e de Qualidade da Água;
- Programa de Desmatamento e Limpeza da Bacia de Acumulação;
- Programa de Proteção das Margens e Reposição Florestal;
- Programa de Monitoramento da Fauna;
- Programa de Monitoramento da Fauna Ictica;
- Programa de Conservação e Resgate da Flora;
- Programa de Educação Ambiental;
- Programa de Comunicação Social;
- Programa de Remanejamento da População;
- Programa de Implantação do Plano de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório;
- Programa de Gerenciamento das Ações Ambientais.

D.2. Avaliação dos impactos ambientais

A legislação nacional requer a emissão das seguintes licenças ambientais:

- Licença Prévia – emitida durante a fase preliminar do planejamento do projeto, atesta viabilidade ambiental e contendo requerimentos básicos a serão apresentados durante a construção e operação.
- Licença de Instalação;
- Licença de Operação – emitida antes do fechamento da barragem.

Em relação às licenças e autorizações, o projeto de substituição da PCH Ijuizinho já obteve o seguinte:



Tabela 22 - Licenças e Autorizações da PCH Ijuizinho

DOCUMENTO	DATA	DESCRIÇÃO	ÓRGÃO RESPONSÁVEL
LP 1441/2011-DL	20/12/2011 até 05/10/2013	Licença Prévia	FEPAM
LO 9118/2008-DL	12/12/2008 até 11/12/2012	Licença de Operação	FEPAM
Despacho nº 33	11/01/2010	Aceite do Projeto Básico desenvolvido pela CEEE-GT	ANEEL

SEÇÃO E. Consulta às partes locais interessadas

E.1. Solicitação de comentários às partes locais interessadas

Conforme a Resolução n° 1 de 01 de setembro de 2003 e Resolução n° 7 de 7 de março de 2008, emitida pela AND brasileira - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), os projetos MDL devem enviar uma carta descrevendo as atividades e solicitando comentários de partes interessadas locais. Cartas-convite foram enviadas em 16/11/2011 para os agentes listados abaixo (cópias das cartas e confirmação de envio do correio recebimento estão disponíveis mediante solicitação). Os avisos de recebimento das cartas foram recebidos entre 02/12/2011 e 26/12/2011.

- Ministério Público Federal;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – FBOMS;
- Ministério Público Estadual do Rio Grande do Sul;
- Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Rio Grande do Sul;
- Prefeitura Municipal de Eugênio de Castro – RS;
- Câmara dos Vereadores de Eugênio de Castro – RS;
- Secretaria Municipal de Agricultura de Eugênio de Castro - RS;
- Associação Comercial de Eugênio de Castro – RS;
- Prefeitura Municipal de Entre Ijuis – RS;
- Câmara dos Vereadores de Entre Ijuis – RS;
- Secretaria Municipal de Agricultura de Entre Ijuis – RS;
- Associação Comercial e Industrial de Tio Hugo, Entre Ijuis – RS.

O DCP da PCH Ijuizinho está disponível no seguinte link: <http://www.luminaenergia.com.br>

E.2. Síntese dos comentários recebidos

Nenhum comentário das partes interessadas foi recebido.

E.3. Relatório sobre consideração dos comentários recebidos

Nenhum comentário das partes interessadas foi recebido.



SEÇÃO F. Aprovação e autorização

A carta de aprovação do governo Brasileiro ainda não está disponível.

**Anexo 1: Informações de contato dos participantes do projeto**

Nome da organização	CEEE-GT
Endereço	Av. Joaquim Porto Villanova, 201, 7º andar
Edifício	-
Cidade	Porto Alegre
Estado/Região	Rio Grande do Sul
CEP	91410-400
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	www.ceee.com.br
Pessoa de contato	
Título	-
Saudação	Sr.
Último nome	Mello
Nome do meio	Augusto Silva de
Primeiro nome	Marcos
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	+55 51 3382.5742
E-mail pessoal	marcosm@ceee.com.br



Nome da organização	Lumina Engenharia e Consultoria Ltda.
Endereço	R. Bela Cintra, 746, cj. 102
Edifício	-
Cidade	São Paulo
Estado/Região	São Paulo
CEP	01415-000
País	Brasil
Telefone	+55 11 3259.4033
Fax	+55 113853.0953
E-mail	sergio.ennes@luminaenergia.com.br
Website	www.luminaenergia.com.br
Pessoa de contato	
Título	Diretor
Saudação	Sr.
Último nome	Ennes
Nome do meio	Augusto Weigert
Primeiro nome	Sergio
Departamento	-
Celular	+55 11 8384.0022
Fax direto	-
Tel. direto	+55 11 3259.4033
E-mail pessoal	sergio.ennes@luminaenergia.com.br

Anexo 2: Afirmação referente à financiamento público

Não há financiamento público para esta atividade de projeto.

Anexo 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada

Descrição do Sistema Interligado Nacional (SIN)

Em Julho 2005, um grupo de trabalho composto pelo Ministério de Minas e Energia – MME e o Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, com a participação do Operador do Sistema Elétrico (ONS), foi criado para disponibilizar para os proponentes de projetos MDL as informações necessárias para atividades de projetos ligados a rede. De acordo com a versão 2 da metodologia ACM0002, qual era a versão mais recente na época, a análise dos dados de despacho foi indicado como o método mais adequado para calcular os fatores de emissão, mas exigiu informações diárias detalhadas sobre o despacho de energia de cada subsistema.

O MME, MCT e ONS trabalharam juntos para ajustar a metodologia para as circunstâncias particulares do sistema elétrico Brasileiro. Para assegurar a transparência do processo, os detalhes do critério adotado na aplicação da metodologia no Brasil são amplamente disseminados na página virtual do MCT (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/50862.html>). Além disso, duas



reuniões foram feitas com especialistas e partes interessadas em projetos em desenvolvimento, um no Rio de Janeiro, em 20 de Março 2007, antes da divulgação dos resultados, e outra em Brasília, em 16 de Agosto 2007, para discutir do critério utilizado. A questão mais importante para proponentes do projeto não foi a metodologia mas a definição do numero de subsistemas no SIN.

O grupo de trabalho, após discutir problemas relevantes, proposto pela adoção de quatro subsistemas, seguindo a subdivisão adotada pelo ONS no despacho pelo SIN, que é Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Fatores de emissão de CO₂ têm sido calculados sistematicamente pelo ONS desde Janeiro de 2006 e publicado na página virtual do MCT. Concomitantemente o Comitê Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC, uma divisão do MCT) submeteu ao Conselho Executivo do MDL uma descrição de como a metodologia ACM0002 foi aplicada no Brasil.

A estrutura de quatro subsistemas então adotada diferiu da estrutura adotada pela grande maioria dos projetos já submetidos ao CIMGC, quais consideraram apenas dois subsistemas (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste).

Para ampliar o debate, o CIMGC fez uma Consulta Pública de 7 de dezembro 2007 a 31 de janeiro 2008, exigindo comentários no critério adotado para a aplicação da metodologia ACM0002 no Brasil. Como resultado, 21 submissões foram recebidas de varias instituições envolvidas na questão. As contribuições criticaram principalmente a estrutura de quatro subestações (qual foi questionada por todas as submissões). A adoção de quatro subsistemas foi apoiada por apenas uma submissão; os outros preferiram a adoção de dois subsistemas ou apenas um sistema. Outras questões adereçadas eram de viabilizar projetos de energia renovável em regiões diferentes, ajustando a metodologia ACM0002 ao SIN, e possíveis definições retratando restrições de transmissão no MDL, além de outros.

Em 25 de Fevereiro 2008, uma reunião do grupo de trabalho foi feita para considerar as submissões. Como criticas focaram na estrutura de subsistemas, o grupo analisou as alternativas sugeridas, quais podem ser agrupadas em:

- 1) Quatro Subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul.
- 2) Dois Subsistemas: Norte/Nordeste, Sul/Sudeste/Centro-Oeste.
- 3) Um único sistema.

Deve se notar que durante o período de Consulta Pública, o Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo aprovou em Bonn, Alemanha, uma nova versão (número 7) da metodologia ACM0002, qual indica a ferramenta metodológica especifica para calcular o fator de emissão de sistemas elétricos. A respeito do numero de subsistemas de uma rede elétrica, essa ferramenta apresentou dois critérios que poderiam ser utilizados para identificar restrições de transmissão entre dois subsistemas. Tal critério, que são reproduzidas abaixo, não são mandatárias nem suplementares, mas apenas critérios possíveis para identificar restrições significantes de transmissão, como sugerido na ferramenta metodológica:

- a) Em caso de sistemas elétricos com mercados locais para eletricidade, quando há diferenças no preço da eletricidade (sem custos de transmissão e distribuição) de mais que 5% entre os sistemas durante 60% ou mais das horas do ano.



- b) Quando a linha de transmissão é operada a 90% ou mais de sua capacidade nominal durante 90% ou mais das horas no ano.

O grupo de trabalho utilizou a alternativa (1) – configuração dos quatro subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul) – para verificar a possibilidade de utilizar a alternativa (2), por meios de análises de possíveis restrições de transmissão entre Norte e Nordeste, por um lado, e entre o Sul e Sudeste/Centro-Oeste, no outro, de acordo com os critérios propostos (a) e (b). Simulações foram feitas pelo ONS e avaliados por outros membros do grupo de trabalho. As descobertas nesse estágio foram que não há restrições de transmissão entre o Sul e Sudeste/Centro-Oeste, e nem entre o Norte e Nordeste.

Depois, uma análise foi feita para verificar se houveram restrições de transmissão entre os dois subsistemas (Norte/Nordeste, Sul/Sudeste/Centro-Oeste). A respeito ao critério (a), opções mais ou menos conservativas foram analisadas para os cálculos, como, a inclusão ou não do subsistema Sul nos cálculos de diferenças de percentual de preço. Por meio de uma análise de sensibilidade, foi considerado que de acordo com critérios que refletem mais aproximado a operação atual do SIN, as percentagens de tempo durante quais os preços se diferiram em mais de 5 % seriam de 60%, qual é dentre o limite sugerido na ferramenta de cálculo, assim indicando que não há restrições significantes de transmissão. Em relação ao critério (b) (saturação da linha), o grupo não comparou o fluxo entre os subsistemas com a capacidade nominal de transmissão entre os subsistemas porque é um procedimento complexo, qual depende nas configurações do sistema interligado observado durante a operação e a direção dos fluxos entre regiões. Essa análise simplificada foi considerada conservadora, como pode incluir restrições além da capacidade nominal como mencionado na ferramenta do Conselho Executivo. As simulações indicaram que apenas 70% das horas do ano houve transmissão a 90% ou mais da capacidade nominal. Também indicaram que não houve restrições de transmissão. Portanto, uma análise detalhada do fluxo entre os sistemas ao longo do tempo não foi necessário.

O grupo de trabalho se reuniu dia 28 de Abril de 2008, no MME, e analisou os resultados das simulações feitas.

Os membros do grupo concordaram por consenso que as restrições de transmissão atuais entre os subsistemas do SIN não são significantes bastante para reduzir o benefício global do projeto, de acordo com a região onde estão implantadas, sendo assim aconselhado a adotar a configuração de **um único sistema elétrico no Brasil**.

Essa decisão não deve afetar de qualquer maneira a configuração atual utilizada pelo ONS no planejamento operacional, assim como contabilidade e definição de preço de energia como realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, qual adota a subdivisão do SIN em quatro subsistemas. Também destacou que a base técnica fornecida pelas simulações permite abordagens diferentes a serem feitas em cada caso.

Por último, o grupo apontou que o processo evolutivo do SIN deve somente confirmar a decisão de adotar um sistema único para calcular o fator de emissão de CO₂, como a expansão do suporte de transmissão de eletricidade entre os subsistemas irá promover reduções graduais nas restrições de transmissão e irá permitir a implantação de um projeto e um determinado subsistema para produzir benefícios nos outros subsistemas do SIN.

O CIMGC, em sua 43ª reunião em 29 de Abril de 2008, após considerar as descobertas do grupo de trabalho, decidiu adotar um **SISTEMA ÚNICO** como padrão para projetos MDL utilizando a ferramenta para calcular fatores de emissão para estimar suas reduções de gases de efeito estufa.

Abaixo é mostrado o mapa do Sistema Interligado Nacional:

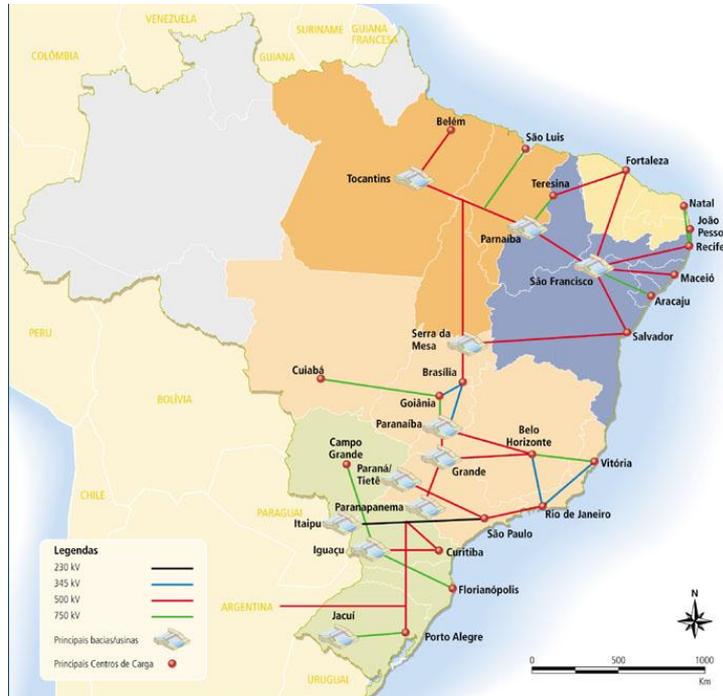


Figura 6 – Sistema Interligado Nacional (SIN)

**Anexo 4: Demais informações sobre cálculo ex ante das reduções de emissão***Geração Histórica de Energia da PCH Ijuizinho*

Geração de Energia da PCH (MWh)													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
2000	-	-	-	-	-	-	-	-	674,24	564,51	689,81	678,18	2.606,75
2001	605,16	584,52	701,84	617,05	666,10	711,26	691,65	706,48	631,95	661,97	655,55	684,16	7.917,67
2002	677,88	608,87	589,35	669,35	623,54	571,80	482,68	226,39	210,34	0,00	153,16	335,88	5.149,25
2003	584,16	583,26	660,73	586,02	143,13	85,93	186,83	179,02	170,16	134,98	125,71	105,33	3.545,25
2004	184,93	123,71	5,19	-1,97	545,11	627,26	582,89	668,74	556,50	455,92	599,27	641,96	4.989,51
2005	633,14	378,52	310,59	655,94	485,28	408,80	565,14	525,95	579,78	367,13	632,69	637,99	6.180,96
2006	625,60	602,98	633,93	656,75	620,09	472,96	589,18	611,10	620,27	542,10	477,07	695,00	7.147,01
2007	685,82	587,62	644,49	591,12	605,51	647,27	373,96	697,87	492,25	360,42	539,12	609,30	6.834,76
2008	658,11	605,17	522,36	564,87	621,29	546,49	686,51	646,27	638,02	471,32	583,34	606,45	7.150,19
2009	639,22	564,78	555,22	166,30	392,27	602,48	662,89	595,81	417,78	565,45	425,76	522,71	6.110,68
2010	459,98	537,69	658,61	577,80	629,15	578,88	511,24	661,73	437,46	650,04	400,96	599,71	6.703,25
2011	673,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	673,99

EG Baseline Histórico de 5 anos antes da repotenciação													MÉDIA
MWh	613,4	579,65	602,92	511,37	573,66	569,62	564,76	642,56	521,16	517,87	485,25	606,63	6.789

Desvio Padrão (MWh)	47,91
----------------------------	--------------



Anexo 5: Informações sobre o plano de monitoramento

O plano de monitoramento será executado baseado nos procedimentos simplificados de linha de base e monitoramento estabelecido na AM0002 versão 12.3.0.

A CEEE-GT irá proceder com os procedimentos estabelecidos e irá colocar num relatório dados relacionados à eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

Todos os procedimentos que serão utilizados no monitoramento estão descritos no item B.7.

Anexo 6: Sumário de modificações pós registro

Nenhuma.