



**MODELO DE DOCUMENTO DA ESTRUTURA DO PROJETO
PARA AS ATIVIDADES DO PROJETO MDL (F-CDM-PDD)**
Versão 04.1

DOCUMENTO DA ESTRUTURA DO PROJETO (PDD)

Título da atividade do projeto	Pequena Central Hidrelétrica Queixada - Projeto MDL
Número da versão do PDD	4
Data de conclusão do PDD	20/06/2012
Participante(s) do projeto	J.Malucelli Energia S.A (Privada)
País(es) Sede(s)	Brasil
Abrangência setorial e metodologia(s) selecionada(s)	Indústria de energia (fontes renováveis/não renováveis). Metodologia de monitoramento e de base ACM0002 “Metodologia consolidada para geração de eletricidade conectada à rede”, versão 13.0.0
Quantidade estimada da média anual das reduções de emissão GHG	41.540 tCO ₂



SECÇÃO A. Descrição da atividade do projeto

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

>>

A Pequena Central Hidrelétrica Queixada, a atividade do projeto neste documento, consiste na construção e na operação da central hidrelétrica. O projeto será desenvolvido por uma empresa chamada QUEIXADA ENERGÉTICA SA: uma empresa com um objetivo de projeto dedicado à promoção, implementação e operação da atividade do projeto. Foi estabelecida em 11/03/2010, de acordo com os registros da Constituição, CNPJ: 11.896.615/0001-64 e Inscrição Estadual: 10475701-9. Seus investidores são João Francisco Bittencourt - Chefe Executivo Oficial, com a participação de 0,01%, e J.Malucelli Energia S / A com 99,99% das ações. J.Malucelli Energia S.A (parte do Grupo J.Malucelli), é o mantenedor do grupo orientado a projetos de energia elétrica e tem investido em muitos tipos de negócios do segmento da geração de energia elétrica, como pequenas centrais hidrelétricas, centrais hidrelétricas e parques eólicos. Sua gama de operações abrange desde o estágio de identificação de negócios em potencial em inventários até a estruturação comercial e financeira da empresa.

A empresa permanece buscando por novas oportunidades de investimento nesse setor, por isso, aumenta a parcela de energia renovável do consumo total de energia do Brasil junto com a preocupação ambiental e a sustentabilidade socioeconômica.

O projeto está localizado na bacia hidrográfica do rio Corrente, nos municípios de Itarumã e Aporé, estado de Goiás, entre as subestações de Espora e Olho d'Água. Antes da implementação da atividade do projeto, a área não tinha centrais hidrelétricas instaladas e corresponde a terras não cultivadas, a energia é fornecida pela Rede Nacional. A geração de eletricidade do projeto que, de outra forma, teria sido gerada por centrais hidrelétricas conectadas pela rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração. Por isso, o cenário básico que é estabelecido com base na metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) é o mesmo cenário existente antes do início da implementação da atividade do projeto. Espera-se que o projeto contribua para as reduções de emissão de GHG em 41.540 tCO₂ anuais, comparado com o cenário base do primeiro período de crédito. A J.Malucelli investiu no projeto Queixada com base na contribuição financeira e ambiental positiva de MDL.

A atividade do projeto envolve o desenvolvimento de uma planta de terras não cultivadas, que consiste em uma central de energia de rio corrente com 30,24 MW de capacidade instalada e uma área de reservatório de 6,7 km². A central de energia consiste em quatro geradores com turbinas Francis, onde cada unidade geradora tem uma energia nominal de 8.400 kVA e uma eficiência de 0,9. Dado que a capacidade nominal do projeto é dada pela ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*, a entidade brasileira que regula a geração, distribuição e comercialização de energia) e a capacidade da turbina é de 7,5 MW cada. A geração de eletricidade anual líquida é projetada para ser 189.216 MWh/ano, conforme acordada entre o proprietário do projeto e a ANEEL.

A Pequena Central Hidrelétrica Queixada reduz as emissões de gases de efeito estufa, especificamente CO₂, neste caso, substituindo a energia que, na ausência de central de energia elétrica renovável, seria parcialmente gerada por centrais de combustíveis fósseis, que liberam esses gases. Desse modo, o resultado do comissionamento da central de energia reduzirá as emissões de GHG da infraestrutura da planta de energia do Brasil, reduzindo sua contribuição para a mudança climática global.

A atividade do projeto ajudará o Brasil a atingir os objetivos de promover desenvolvimento sustentável. O projeto está alinhado com os requisitos do MDL do país sede, desde que:



(a) Evite outros projetos que possam gerar energia por meio da queima de combustíveis fósseis, reduzindo o potencial das emissões de GHG desses projetos

(b) Haja geração de trabalho para as pessoas do estado de Goiás, durante a construção da central e para operá-la, ao ser finalizada. Durante o período de construção da central de energia, 800 pessoas foram contratadas. Uma vez que o projeto estiver totalmente operante, se tornará uma fonte de empregos permanente para a execução de tarefas operacionais e de manutenção, incluindo a manutenção das áreas verdes, limpeza e segurança, onde cerca de 11 pessoas serão contratadas para a execução desses tarefas. Vale notar que o projeto oferece a seus trabalhadores todas as condições de trabalho formal

(c) Ajude a economia local da região, uma vez que a operação da central necessitará de muitos fornecedores em muitas áreas (saúde, administração e jurídica, técnicos, engenheiros etc.). Por outro lado, a operação do projeto e, então, o fornecimento controlado de energia, fornecerá incentivos para o crescimento das atividades produtivas em muitos setores da economia. Tem um impacto na geração de empregos para os setores primários e secundários a médio prazo (isso torna as atividades econômicas concentradas de energia mais dinâmicas, como os processos agroindustriais) e para os setores de negócios e serviços a médio e longo prazos

(d) Embora a central elétrica Queixada apresente impactos ambientais muito baixos, a J.Malucelli S.A. fará investimentos consideráveis para desenvolver programas ambientais para evitar ou atenuar possíveis impactos. Em relação aos regulamentos declarados pelo CONAMA ou pela ANEEL, o projeto adotou muitas ações de mitigação, tais como um programa de comunicação social/educação ambiental, programa de monitoramento da água e dos níveis de sedimento, plano de monitoramento de limnologia e qualidade da água, programa de recuperação de terras degradadas e reflorestamento, programa de corte de árvores, programa de controle ambiental para evitar os processos de erosão em acessos e estradas internas de Queixada SHPP e um programa de monitoramento de conservação e de monitoramento da fauna. De fato, o projeto já tem suas licenças ambientais emitidas: 26 de março de 2008, Emissão da Licença Prévia pela *Secretaria do Meio Ambiente e Dos Recursos Hídricos de Goiás* – SEMA, 28 de novembro de 2008, Licença de Instalação 363/2008, emitida pela SEMA, 28 de outubro de 2010, Licença de Instalação renovada pela SEMA. e 25 de novembro de 2011, Licença de Operação emitida pela SEMA

(e) O equipamento necessário para desenvolver este projeto seja adquirido de fabricantes nacionais, além de seu uso demandar treinamento e capacitação para os trabalhadores locais, vindo dos próprios fabricantes. Ainda que a região em que o projeto está sendo desenvolvido tenha que acessar eletricidade por meio do sistema interconectado e um sistema isolado, com isso, as empresas obtêm mais experiência e a tecnologia se torna mais amplamente divulgada, o que significa que o projeto de fato transfere tecnologia para a rede local. Esse caso poderia ser facilmente replicado para estimular o desenvolvimento dos projetos hidrelétricos na região, encorajando o desenvolvimento de unidades de energia renovável mais eficientes e modernas no Brasil.

A. 2. Local da atividade do projeto

A. 2. 1. País(es) Sede(s)

>>Brasil

A. 2. 2. Região/estado/província etc.

>> Estado de Goiás

A. 2. 3. Cidade/município/comunidade etc.

>> Municípios de Itarumã e Aporé.

A. 2.4. Localização geográfica/física

>>

A Pequena Central Hidrelétrica Queixada está localizada no rio Corrente. A atividade do projeto terá as coordenadas - Latitude: -18.7309 Longitude: -51.7984 (coordenadas de GPS). Essa localização é suportada pelo “*DESPACHO N° 1.127, DE 26 DE MARÇO DE 2009*” (Revisão do Projeto básico aprovada) e pela “*RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA N° 2.419, DE 25 DE MAIO DE 2010*”(Resolução que autoriza a *J.Malucelli Energia* a desenvolver o projeto de Queixada). Também é possível obter a localização do projeto na página da web da ANEEL, no sistema SIGEL¹.

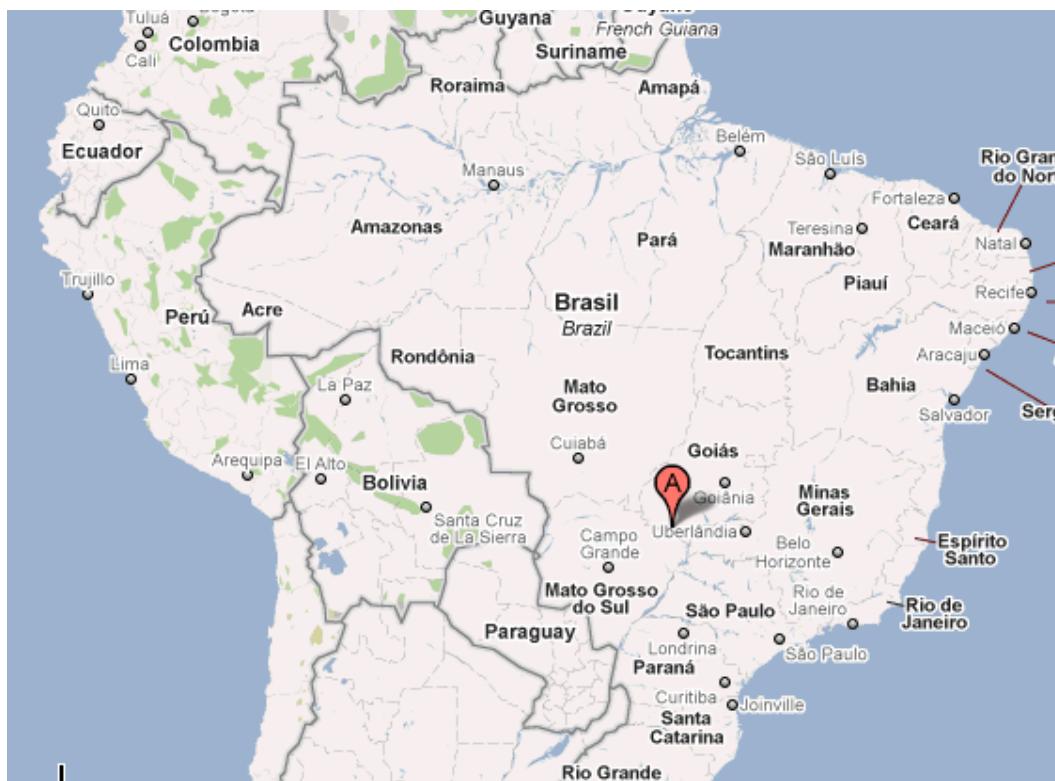
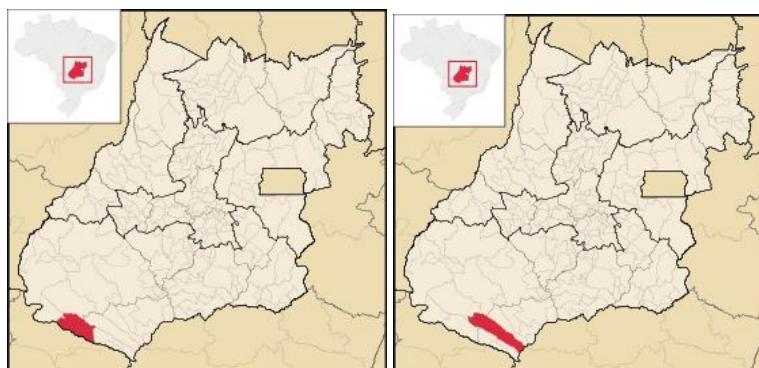


Figura 1: Localização do projeto (Setembro de 2010, fonte: Google Maps)

¹ <http://sigel.aneel.gov.br>



Municípios de Itarumã e Aporé (respectivamente), estado de Goiás (fonte: Wikimedia Commons²)

O projeto será construído em um local de terras não cultivadas e não há infraestrutura ou instalações anteriores instaladas atualmente, conforme pode ser visto na seguinte foto de satélite.

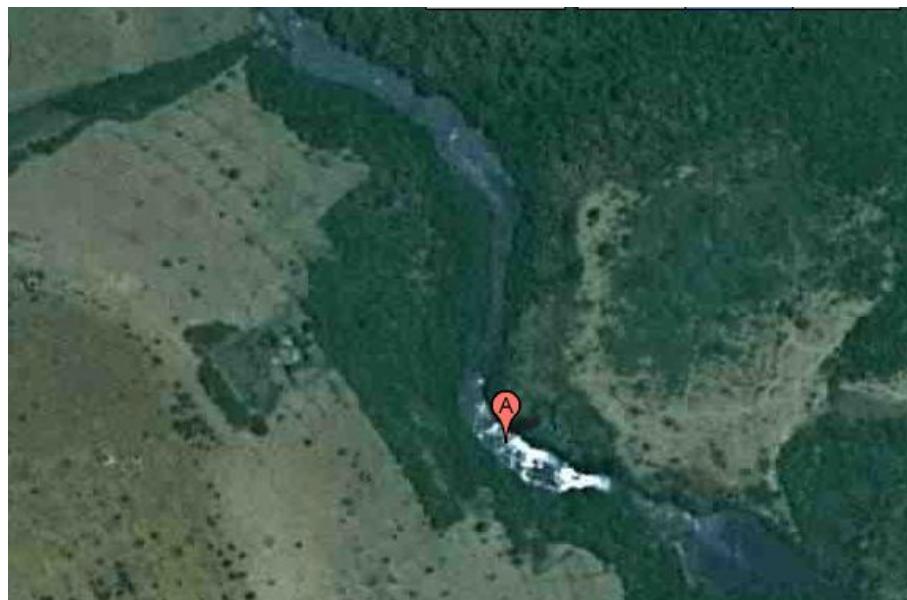


Figura 2: Localização do projeto como terra não cultivável. (setembro de 2010, fonte: Google Maps)

A situação anterior à implementação da atividade do projeto está onde a energia continua a ser gerada pela rede de eletricidade brasileira atual, que é composta principalmente das centrais de energia de combustível fóssil e da hidrelétrica grande. Espera-se que as centrais de combustível fóssil aumentem sua parte na mistura energética.

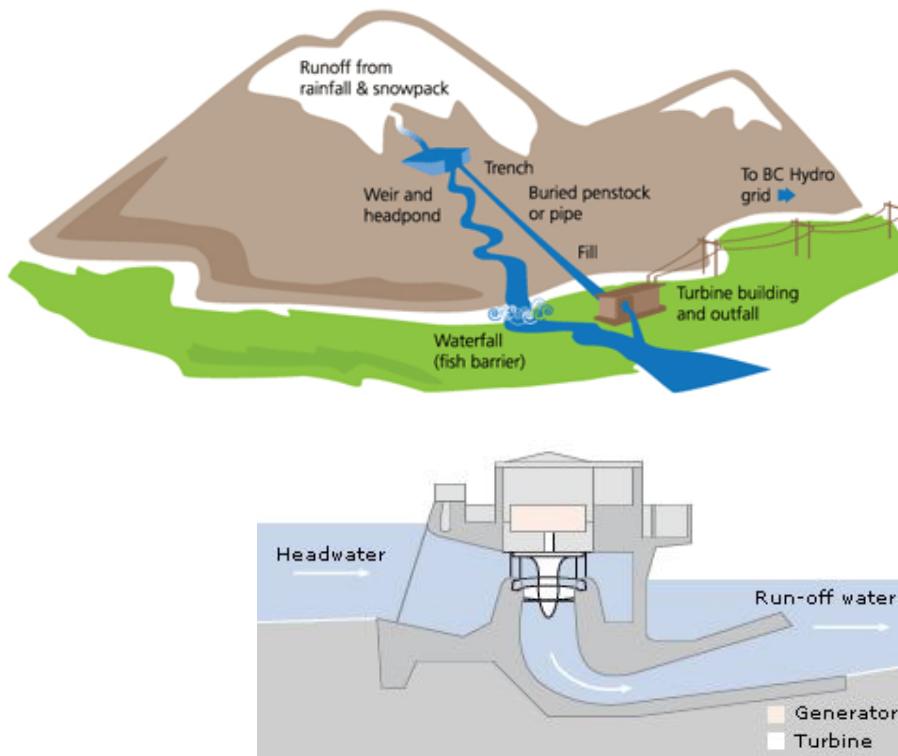
A. 3. Tecnologias e/ou medidas

>> A atividade do projeto gerará eletricidade por uma central de energia de passagem, uma tecnologia que tem um impacto ambiental mínimo,³ devido a seu reservatório ser suficiente para onze dias de geração de eletricidade e ser muito pequeno. Como consequência, os habitats naturais são mantidos e o impacto nas

² http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:Goias_Municip_Itaruma.svg

³ http://www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/publications/publications/Brochure_EN.pdf
and <http://www.watershed-watch.org/publications/files/Run-of-River-long.pdf>

comunidades é pequeno, em comparação com as grandes centrais hidrelétricas com grandes barragens, que constituem a maior parte da hidroeletricidade do país.

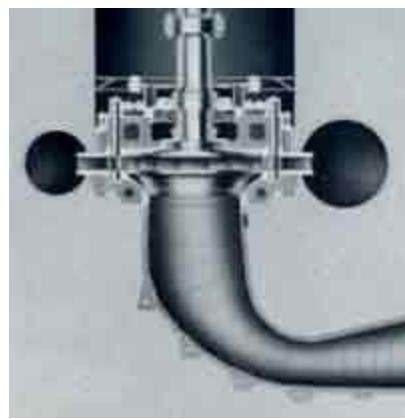


Central de energia de passagem

Fonte: E. ON (http://www.eon.com/graphics/visuals/vis_wasserKraft_grafik1_en.jpg)

Por isso, o cenário básico que é estabelecido com base na metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) é o mesmo cenário existente antes do início da implementação da atividade do projeto. Espera-se que o projeto contribua para as reduções de emissão de GHG em 41.540 tCO₂ anuais, comparado com o cenário base do primeiro período de crédito.

O projeto usará quatro turbinas Francis, que constituem uma tecnologia amplamente utilizada.



Fonte (Toshiba)

<http://www3.toshiba.co.jp/power/english/hydro/products/equipment/image/118.jpg>



A atividade do projeto gerará energia renovável que será fornecida pelo Sistema Interconectado Nacional (SIN). Nesse caso, o fator de capacidade da planta é igual ao fator de carga da planta (PFL). O PLF é calculado dividindo-se a ENERGIA ASSEGURADA (21,6 MW) pela potência instalada (30,24 MW) = 0,7143, e a ENERGIA ASSEGURADA da central hidrelétrica é definida pela Resolução da ANEEL.⁴

Há muitos participantes na construção dessa instalação, uma vez que o equipamento será fornecido pela *Voith Hydro Ltda.*, com tecnologia própria, e será responsável em fornecer equipamento eletromecânico completo, incluindo instalação, comissionamento e teste. A construção será executada pela *J.Malucelli Construtora de Obras SA.*, a engenharia civil e eletromecânica será executada pela *VLB* e a *Rio Negro Consultoria* será responsável por gerenciar e supervisionar o trabalho para o proprietário.

Tipo de geração	De passagem
Potência (capacidade instalada)	30,24 MW ⁵
Fator de capacidade	72%
Geração anual média	189,216 MWh
Cabeça	39,6 m
Área do reservatório	6,7 km ²
Densidade da potência	4,51 W/m ²
Turbinas (dados técnicos)	4 Francis – 7,5 MW cada
Turbinas (dados da durabilidade)	Equipamento novo, 40 anos de durabilidade ⁶
Geradores (dados técnicos)	4 unidades, 8.400 kVA, 90% de eficiência, fabricado por GE.
Geradores (dados da durabilidade)	Equipamento novo, 40 anos de durabilidade ⁷
Equipamento de monitoramento (dados técnicos)	PowerLogic™ ION8600 Medidor de qualidade da potência e da energia. ⁸ Faixa de precisão 0,005 A a 20 A

O equipamento de monitoramento consiste em um medidor padrão aprovado CCEE que acompanha a geração em tempo real e faz os dados de faturamento a cada 5 minutos, montando uma planilha que é enviada automaticamente ao CCEE. Segue os procedimentos de calibração indicados pela ONS Regulamento do Inmetro Nº. 431, de 4 de dezembro de 2007, declarados no submódulo da ONS 12.3. O processo de coleta de dados e envio de informação a CCEE será executado de acordo com os procedimentos da ANEEL relacionados à medição de potência do mercado (PdC ME.01). Há 6 procedimentos de mercado específicos, no total, para a medição de energia, estabelecendo os procedimentos necessários, desde a coleta até o envio dos dados de medição, auditorias, lógica de dados de inspeção executada por CCEE etc.

De acordo com o manual do usuário da PowerLogic™ ION8600, as medições de tensão, corrente e potência podem ser mostradas com um, dois ou três décimos de precisão. O valor padrão é dois décimos de precisão.

A tecnologia está ambientalmente sã e salva e não é nova no país sede. Há outras HPPs em operação atualmente no país, mas é uma tecnologia nova nessa área e no rio Corrente, então o conhecimento pode ser transmitido à comunidade próxima. Por isso, pode-se considerar que o projeto está de acordo com os objetivos WSSD⁹.

⁴ DOU 10_AGO_2010_garantia física Queixada (d_InvInputs_06_AssuredEnergyRes_DOU_v01_20100810.pdf)

⁵ Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2_primeira_Ver.pdf)

⁶ Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2_primeira_Ver.pdf)

⁸ http://global.powerlogic.com/products/meters_and_rtu/ION8600/

⁹ Cúpula mundial para desenvolvimento sustentável, objetivos de desenvolvimento do milênio, central de implementação, parágrafo 19 (e)



A fonte de gases de efeito estufa do projeto, se houver, vem da área alagada do reservatório e é calculada pelo fator de densidade de potência. O fator de densidade de potência (PD) calculado é 4,51 W/m², que é maior que 4 W/m², mas menor que 10 W/m², de acordo com a metodologia, as emissões do projeto são 17.029 tCO₂e/ano¹⁰.

A tecnologia está ambientalmente salva e não é nova no país sede. Há outras HPPs em operação atualmente no país, mas é uma tecnologia nova nessa área e no rio Corrente, então o conhecimento pode ser transmitido à comunidade próxima. Por isso, pode-se considerar que o projeto está de acordo com os objetivos WSSD¹¹.

A situação anterior à implementação da atividade do projeto está onde a energia continua a ser gerada pela rede de eletricidade brasileira atual, que é composta principalmente das centrais de energia de combustível fóssil e da hidrelétrica grande. Espera-se que as centrais de combustível fóssil aumentem sua parte na mistura energética.

O período de crédito renovável (7 anos) é adotado para o projeto proposto.

A fonte de gases de efeito estufa do projeto, se houver, vem da área alagada do reservatório e é calculada pelo fator de densidade de potência. O fator de densidade de potência (PD) calculado é 4,51 W/m², que é maior que 4 W/m², mas menor que 10 W/m², de acordo com a metodologia, as emissões do projeto são 17.029 tCO₂e/ano .¹²

Tabela A-2 GHG - Estimativa de redução de emissão do projeto proposto

Anos	Estimativa anual de redução de emissão em toneladas de CO ₂ e
01/06/2012 – 31/05/2013	41.540
01/06/2013 – 31/05/2014	41.540
01/06/2014 – 31/05/2015	41.540
01/06/2015 – 31/05/2016	41.540
01/06/2016 – 31/05/2017	41.540
01/06/2017 – 31/05/2018	41.540
01/06/2018 – 31/05/2019	41.540
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂ e)	290.780
Número total de anos de crédito	7
Média anual sobre o período de crédito (toneladas de CO₂ e)	41.540

Por isso, o cenário básico que é estabelecido com base na metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) é o mesmo cenário existente antes do início da implementação da atividade do projeto. Espera-se que o projeto contribua para as reduções de emissão de GHG em **41.540tCO₂** anuais, comparado com o cenário base do primeiro período de crédito.

¹¹ Cúpula mundial para desenvolvimento sustentável, objetivos de desenvolvimento do milênio, central de implementação, parágrafo 19 (e)

**A.4. Partes e participantes do projeto**

Parte envolvida (sede) indica um país sede	Entidade(s) pública(s) e/ou privada(s) participante(s) do projeto (conforme aplicável)	Indica se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (sim/não)
Brasil (sede)	J.Malucelli Energia S.A (Privada)	Não

A.5. Fundo público da atividade do projeto

>> Não há fundo público das partes do Anexo I deste projeto.

SEÇÃO B: Aplicação da base aprovada selecionada e metodologia de monitoramento**A.6. Referência da metodologia**

1. Metodologia de monitoramento e de base ACM0002 “Metodologia consolidada para geração de eletricidade conectada à rede”, versão 13.0.0
2. Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade, versão 2.2.1
3. Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade, versão 6.0.0

A.7. Aplicabilidade da metodologia

>> A metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) é aplicável às atividades do projeto de geração de energia renovável conectada pela rede que (a) instala uma nova central de energia em um local onde nenhuma central de energia renovável foi operada anteriormente à implementação da atividade do projeto (central em terra não cultivável); (b) envolve uma adição de capacidade; (c) envolve uma modernização de (uma) planta(s) existente(s) ou (d) envolve uma substituição de (uma) planta(s) existente(s). Nesse caso, o projeto atende a condição (a).

A atividade do projeto atende a todas as condições estabelecidas nos critérios aplicáveis, de acordo com uma metodologia selecionada.

Requerimento	Validation (Applicable)
A atividade de projeto é a instalação, adição de capacidade, modernização ou substituição de uma usina/unidade de um dos seguintes tipos: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de passagem ou um reservatório de acúmulo), unidade/central de energia eólica, unidade/central de energia geotérmica, unidade/central de energia solar, unidade/central de energia de onda ou unidade/central de energia de maré;	A atividade do projeto é a instalação de uma nova central hidrelétrica (de passagem).
Requerimento	Validação (não aplicável)
A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, com nenhuma mudança no volume do reservatório.	Não aplicável, uma vez que o projeto está em uma instalação em terra não cultivável.
A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, onde o volume do reservatório é aumentado e a densidade da	Não aplicável, uma vez que o projeto está em uma instalação em terra não cultivável.



potência da atividade do projeto, conforme as definições dadas na seção de Emissões do Projeto, é maior que 4 W/m ²	
A atividade do projeto resulta em novos reservatórios e a densidade da potência da planta de energia, conforme as definições dadas na seção de Emissões do Projeto, é maios que 4 W/m ² .	A atividade do projeto produzirá um novo reservatório de 6,7 km ² e a capacidade instalada será de 30,24 MW; por isso a densidade será 4,51 W/m ² que é maior que 4 W/m ² . ¹³
As atividades do projeto que envolvem a mudança de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia no local da atividade do projeto, uma vez que, neste caso, a base pode ser o uso continuado de combustíveis fósseis no local?	Não aplicável, uma vez que o projeto não envolve troca de combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis no local do projeto.
Centrais de energia dispensadas de biomassa	Não aplicável, uma vez que o projeto é uma central hidrelétrica.
As centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes onde a densidade de potência da planta de energia é menor que 4 W/m ² .	Não aplicável, uma vez que a atividade do projeto produzirá um novo reservatório de 6,7 km ² e a capacidade instalada será de 30,24 MW; por isso a densidade será de 4,51 W/m ² , que é maior que 4 W/m ² . ¹⁴

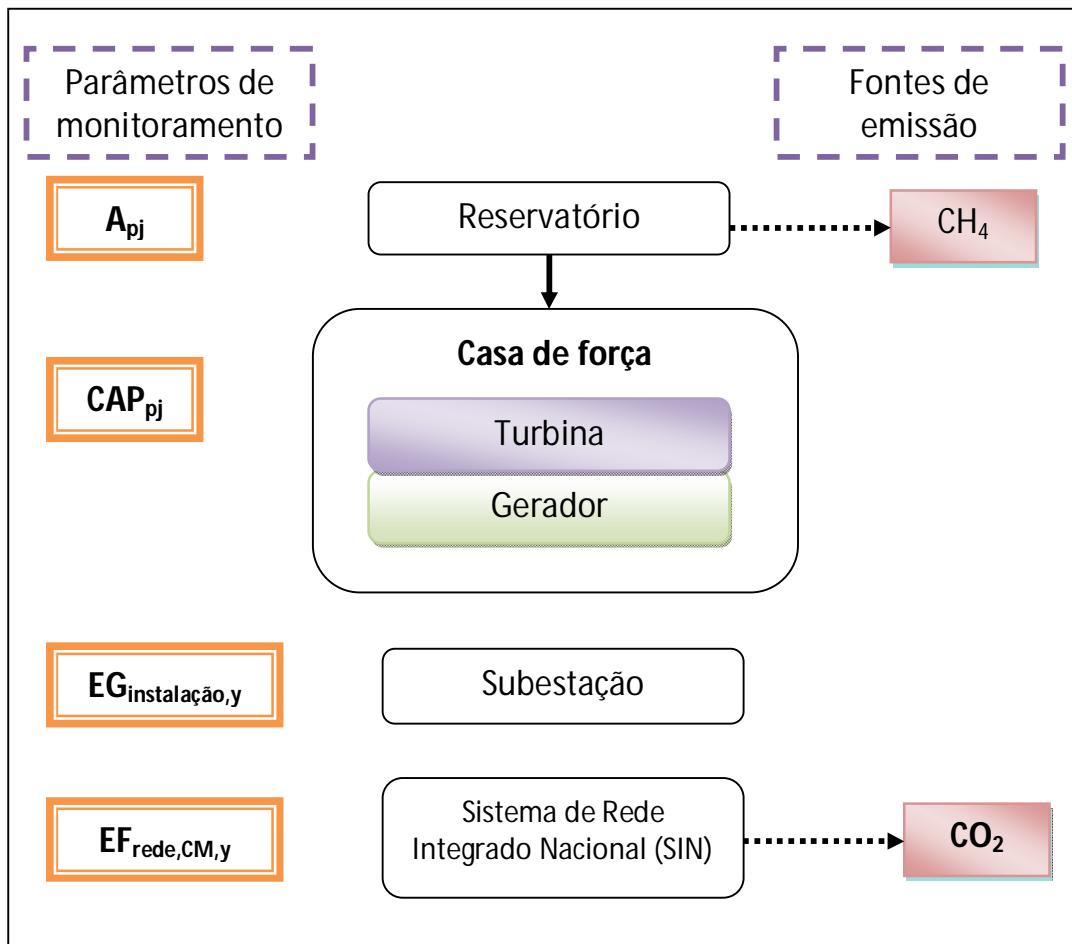
A.8. Limites do projeto

De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade, versão 2.2.1”, a definição do sistema de eletricidade conectado é um sistema que está conectado por linhas de transmissão ao sistema de eletricidade do projeto. As plantas de energia dentro do sistema de eletricidade conectado podem ser despachadas sem as restrições de transmissão significantes, mas a transmissão ao sistema de eletricidade do projeto tem uma restrição de transmissão significante. No caso atual, o DNA brasileiro definiu a Rede Interconectada Brasileira (SIN) como sendo o único sistema de conexão a ser usado em todo o projeto de MDL, de acordo com as metodologias ACM0002 e AMS-I.D. Está de acordo com a Resolução N°. 8, de 26 de maio de 2008, e também com a nota que esclarece o procedimento para atender a essa decisão¹⁵.

De acordo com ACM0002 (versão 13.0.0), a extensão espacial do limite do projeto inclui a planta de energia do projeto e todas as plantas de energia conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade ao qual o projeto proposto está conectado.

¹⁵ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/47953.html>

Fluxograma para o limite do projeto





	Fonte	Gás	Incluso?	Justificativa / Explicação
Referência	As emissões de CO ₂ da geração de eletricidade de centrais de energia pela queima de combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade do projeto	CO ₂	Sim	Fonte de emissão principal
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
Atividade do projeto	Para plantas de energia geotérmica, as emissões evasivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico	CO ₂	Não	Fonte de emissão principal
		CH ₄	Não	Fonte de emissão principal
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
	A emissão de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade em centrais de energia termo-solares e centrais de energia geotérmicas	CO ₂	Não	Fonte de emissão principal
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório	CO ₂	Não	Fonte de emissão secundária
		CH ₄	Não	Fonte de emissão principal
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária

A.9. Estabelecimento e descrição do cenário básico

>> A linha de base para a atividade do projeto foi estabelecida em referência à metodologia aplicável ao projeto “Metodologia básica consolidada para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, ACM0002v13.0.0. A atividade do projeto fornecerá eletricidade renovável para o SIN e de acordo com a metodologia selecionada; a instalação de uma nova central hidrelétrica conectada em rede produzirá o seguinte cenário básico:

A eletricidade fornecida à rede pela atividade do projeto teria sido gerada de outra forma pela operação de centrais elétricas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.

Na ausência da atividade do projeto, a eletricidade continuaria a ser gerada pelas fontes existentes. Os valores da Margem Combinada (CM) são fornecidos pela DNA, devido ao fato de que os dados de geração de hora em hora são informações confidenciais. Esses valores são calculados todo ano e fornecidos no website da DNA¹⁶; portanto, uma análise retrospectiva será adotada.

O cenário básico foi identificado como a continuação da prática atual no Sistema Nacional Interconectado Brasileiro (SIN) onde a eletricidade seria gerada pelas fontes presentes na rede.

¹⁶ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>



A.10. Demonstração de adicionalidade

>> Consistente com ACM0002/Versão 13.0.0, a adicionalidade da atividade completa do projeto deve ser demonstrada e avaliada usando a versão mais recente da “Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade”, versão 6.0.0. O uso da ferramenta está descrito abaixo:

O participante do projeto considerou o desenvolvimento do projeto como uma iniciativa de MDL desde os estágios iniciais do projeto. O formulário Prévia Consideração do MDL foi enviado em **11 de setembro de 2009¹⁷** para a e para a DNA brasileira, Comissão Interministerial sobre Mudança Climática Global¹⁸, para notificar sobre a intenção de obter a certificação de MDL para o projeto Queixada, isso constitui a *Data da Consideração Prévia*.

Além disso, a diretoria da empresa definiu que o projeto Queixada era aplicável ao MDL em **novembro de 2009**, quando a planilha da análise financeira definitiva do projeto foi desenvolvida e, através de uma decisão da diretoria do proprietário do projeto, o projeto recebeu sinal verde para começar. Isso constitui a *Data da Decisão do Investimento* desta atividade do projeto e é a data usada neste PDD para realizar a análise financeira.

O PP assinou o contrato de EPC em **1º de junho de 2010**, a qual pode ser considerada a *Data de Início* e o trabalho de construção do projeto iniciou na mesma data.

Todas essas informações estão incluídas no cronograma mostrado abaixo, o qual resume a cronologia dos eventos, inclusive também o processo de MDL, o estudo de viabilidade e o início das operações do projeto.

Data	Evento
Janeiro de 2007	Relatório da Pequena Central Hidrelétrica de Queixada EIA finalizado ¹⁹
26 de março de 2008	Emissão da Licença Prévia pela “Secretaria do Meio Ambiente e Dos Recursos Hídricos do Goiás”, SEMA ²⁰
Julho de 2008	Contratação da Consultoria de MDL ²¹ (Data da Consideração Prévia)
Outubro de 2008	Relatório do projeto de viabilidade de engenharia (última revisão)
28 de novembro de 2008	Licença de Instalação 363/2008, aprovada pela SEMA ²²
26 de março de 2009	Aprovação do Projeto Básico pela ANEEL ²³
11 de setembro de 2009	Carta da consideração prévia enviada à DNA e EB ²⁴
20 de novembro de 2009	Encontro da diretoria da J.Malucelli (data da decisão do investimento)
25 de maio de 2010	Resolução de Autorização da ANEEL para PCH Queixada ²⁵

¹⁷ Formulário da Consideração Prévia do MDL_QUEIXADA_ASSINADO

¹⁸ Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC

¹⁹ PARKWAY Engineering - EIA-RIMA- PBA PCH QUEIXADA (Pasta)

²⁰ Previous Licence Queixada.pdf

²¹ O contrato foi assinado em 30 de julho de 2008 (9 PCHs da JMalucelli Energia e o Contrato de Adendos para PCH Queixada foi assinado em 25 de abril de 2010) (

f_PriorCDM_04_CDMContract_CDMAvisors_v01_20080730.pdf and

f_PriorCDM_05_CDMContractAdditive_CDMAvisors_v01_20100425.pdf)

²² PCH QUEIXADA LI.pdf

²³ ANEEL PB Park_ResANEEL aprova o PB

²⁴ http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index_html

²⁵ ANEEL Authorization Resolution for PCH Queixada.pdf e <http://www.aneel.gov.br/cedoc/re20102419.pdf>



01 de junho de 2010	Contrato de Aquisição de Engenharia com a “consultoria Rio Negro” (Data de Início) ²⁶
Agosto de 2010	Projeto Básico Revisado da SHP Queixada - VLB Engineering (Consolidadoted) ²⁷
10 de agosto de 2010	Publicação no Diário Oficial sobre a capacidade garantida de Queixada pela ANEEL.
10 de agosto de 2010	Qualificação Técnica pela EPE (Firma de pesquisa em energia)
15 de setembro de 2010	Assinatura do PPA
28 de outubro de 2010	Renovação da Licença de Instalação pela SEMA
01 de março de 2011	Resolução para transferência do projeto Queixada da J.Malucelli Energía para Queixada Energética S.A.
25 de novembro de 2011	Licença de Operações 3081/2011 emitida pela SEMA
Junho de 2012	Início operacional esperado

Etapa 1: Identificação de alternativas à atividade do projeto compatível com leis e regulamentações atuais

Aplicando a Etapa 1 da “Ferramenta combinada para identificar o cenário básico e demonstrar adicionalidade”:

Sub-etapa 1a: Definir alternativas pra a atividade do projeto

P1 A atividade do projeto proposta não está implementada como uma atividade do projeto de MDL.

P2 A continuação da situação atual, neste caso, uma vez que o aumento energético é necessário, isso significa a construção de uma central elétrica na mesma região, com uma capacidade instalada semelhante ao PCH Queixada, seguindo o negócio como abordagem usual (HPPs com grandes barragens ou centrais termelétricas)

P3: Todas as outras alternativas plausíveis e verossímeis para a atividade do projeto que oferecem um aumento na energia gerada no local, as quais são tecnicamente viáveis para implementar. Isso inclui, *inter alia*, níveis diferentes de substituição e/ou modernização na central/unidade(s) existente(s). Devido às regulamentações do sistema elétrico e condições do mercado, é mais fácil e mais rápido instalar uma central termelétrica do que uma central hidrelétrica no Brasil. Mesmo quando usinas hidrelétricas são consideradas, grandes reservatórios normalmente são mais atraentes financeiramente do que reservatórios menores.

Sub-etapa 1b: Consistência com leis e regulamentações mandatórias

Todas as alternativas e a atividade do projeto cumprem com as leis e regulamentações obrigatórias.

Etapa 2: Análise de investimento

Esta opção foi definida e a análise dos cálculos será baseada em uma análise de benchmark, conforme a Etapa 2b da "Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade"

Na ausência da atividade do projeto, a eletricidade continuaria a ser gerada pelas fontes existentes. Os valores da Margem Combinada (CM) são fornecidos pela DNA, devido ao fato de que os dados de geração

²⁶ PCH QUEIXADA_Contrato de Serviços de Engenharia de Gerenciamento (Rio Negro).pdf

²⁷ 1.343-RT-G00-002-R0.pdf



de hora em hora são informações confidenciais. Esses valores são calculados todo ano e publicados no website da DNA²⁸; portanto, uma análise retrospectiva será adotada.

Assim, o cenário básico foi identificado como a continuação da prática atual no Sistema Nacional Interconectado Brasileiro (SIN) onde a eletricidade seria gerada pelas fontes presentes na rede.

A análise de investimento determina se a atividade do projeto proposta não é econômica ou financeiramente viável, sem a receita da venda de reduções de emissão certificadas (CERs). A análise de investimento foi conduzida de acordo com a “Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade” *versão 6.0.0* e a “Diretriz sobre a Avaliação da Análise de Investimento” *versão 3.1*, assim, as sub-etapas a seguir devem ser realizadas:

Sub-etapa 2a: Determinar o método de análise apropriado

Análise de benchmark (Opção III) foi selecionada como o método de análise mais apropriado a considerar.

Sub-passo 2b: Opção III. Análise de benchmark

De acordo com a "Ferramenta par a demonstração e avaliação de adicionalidade", a análise de investimento foi selecionada.

Para a análise de investimento, a Taxa Interna de Retorno (IRR) foi escolhida como o indicador financeiro/econômico adequado do projeto. Uma comparação da IRR do projeto com um benchmark selecionado será usada para demonstrar se o projeto necessita do incentivo financeiro do carbono.

A IRR foi calculada com “base no projeto” e a IRR do projeto foi calculada com "base real".

O Benchmark WACC (Média Ponderada do Custo de Capital) foi calculado com "base real" usando o CAPM.

O Benchmark WACC foi calculado de acordo com as regras do MDL. O cálculo²⁹ foi feito pela Fundação Getulio Vargas – FGV³⁰ em um fomulário impresso de novembro de 2010 chamado “CUSTO DE CAPITAL PAR PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (SHPPs) NO CONTEXTO DOS MECANISMOS DE DESENVOLVIMENTO LIMPO³¹... Os resultados finais fornecem o Benchmark WACC Benchmark para Geração de Energia no Brasil no valor de 11,88% em 2009. O benchmark modelo FGV é desenvolvido acerca da hipótese de que imposto de renda não é pago pelo PP. Portanto, para poder usar esse benchmark, o investimento financeiro do projeto deve ser calculado com a mesma hipótese: que o

²⁸ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

²⁹ Vide arquivo em xls “WACC Benchmark 2009 Energy Generation Brazil”

³⁰ In 2000 and 2001 respectively, FGV-EAESP became the first Latin American Institution who had obtained international accreditation by AACSB and by EFMD for its undergraduate and graduate programs. The AACSB (Association to Advance Collegiate School of Business) is a non-profit organization based in the United States whose mission is to foster and recognize the excellence of Business Administration Programs. EQUIS (European Quality Improvement System), a system created in 1997 by the European Foundation for Management Development (EFMD), headquartered in Brussels, Belgium. This quality seal adds to that from AACSB, obtained in April 2000. Only 11 institutions worldwide have obtained both accreditations. The EQUIS evaluates the performance of academic institutions based on international criteria, in a process whereby schools are evaluated by their peers and clients. Thus, earning the EQUIS seal from the EFMD means having international quality recognition, in addition to providing the warranty of a strategic audit follow-up, which will serve as a guideline for the School's continued development.

³¹ <http://www.abce.org.br/downloads/ingleswacc.PDF>



projeto não paga imposto de renda. O benchmark é um “benchmark pré-imposto”. O resumo é como a seguir:

Reference Date: Jan 2009

Kd - Cost of Debt (BNDES interest rate)

a- Financial Cost	8,01%
b- BNDES Spread	0,90%
c- Credit Risk Rate	1,00%
Pre-tax Cost of Debt	9,91%
t - Marginal Tax Rate	0,00%
Kd - After-tax Cost of Debt - nominal BRL	9,91%
π' - Inflation Forecast	4,50%
Kd' - After-tax Cost of Debt - real	5,18%

Ke - Cost of Equity - CAPM (Capital Asset Pricing Model)

Rf - Risk-Free Rate	4,28%
π' - US expected inflation	1,72%
Rfr - Risk-Free Rate real	2,51%
Rm - Equity Risk Premium	6,20%
Rc - Estimated Country Risk Premium	3,33%
β - Adjusted Industry Beta	3,30
Ke - Cost of Equity - nominal USD	28,05%
Kebr - Cost of Equity - nominal BRL	31,55%
Ke' - Cost of Equity - real	26,29%

Weighted Average Cost of Capital - WACC

Wd - Target Debt / Total Capital	68,27%
We - Target Equity / Total Capital	31,73%
Cost of Capital (WACC) - nominal BRL	16,78%
Cost of Capital (WACC) - real	11,88%



O Benchmark WACC é apropriado porque ele abrange as condições financeiras prevalecentes e os dados disponíveis no momento em que a decisão de investimento em Queixada foi tomada. Ele foi feito com base de que qualquer investidor (com uma taxa de adequação igual à de empresas de geração PCH típicas no Brasil) teria enfrentado essas condições financeiras e não baseada no WACC específico do PP de Queixada.

Os dados para o Brasil são essencialmente originados do Banco Central do Brasil e do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento). A taxa de adequação para empresas de geração de energia é extraída de estatísticas do BNDES.

Sub-etapa 2c. Cálculo e comparação de indicadores financeiros

Horizonte de Investimento. Este tipo de projeto no Brasil é um BOT (Construir, Operar, Transferir) porque, como uma condição para fornecer a concessão, as autoridades reivindicarão propriedade do projeto exatamente 30 anos após a publicação da atribuição da concessão. Portanto, essa data de Transferência, independente do tempo de vida real do investimento, é a última data em que a análise de investimento deve considerar fluxos de caixa do projeto. A data de Transferência para este projeto é 2040.

Decisão de Investimento. A data de decisão do Investimento é 20 de novembro de 2009, quando o PP tomou uma série de decisões relacionadas ao investimento, baseado na análise financeira realizada em vários parâmetros, inclusive uma planilha financeira e uma reunião do conselho para discutir a pertinência do projeto.

Consideração do MDL. Em julho de 2008, o PP assinou um contrato com uma empresa de consultoria em do MDL, o qual demonstrou a propensão da empresa com a qual desenvolver o projeto.

Planilha de Investimento. A planilha de investimento fornece o cálculo de IRR do projeto com base real, bem como o cálculo dos valores residuais. Ela também oferece uma ferramenta de análise da sensibilidade fácil de usar pelo usuário com relação ao Custo de Investimento, Custos de O&M, Volume da Receita e Geração de Energia. O PLF é analisado dentro das regras prevalecentes no Brasil para a determinação de "Energia Garantida", a qual por sua vez determina a receita obtida do volume de energia gerada.

Valor Residual: As regras declaram que, na data de Transferência, as autoridades assumam a posse do projeto e paguem ao seu proprietário um valor de liquidação igual ao valor depreciado e amortizado do investimento.

As regras do MDL declaram que o “Justo Valor de um projeto ao final do período de avaliação” é esperado a “incluir o valor contábil do ativo e a expectativa razoável do lucro ou perda em potencial na realização dos ativos” (EB41 Anexo 45 página 1, Orientação 4).

Como não é previsto que algum lucro ou perda na realização dos ativos ocorrerá, o Valor Justo ou Residual deste projeto será igual ao valor contábil (valor depreciado) do investimento na Data de Transferência (2040).

A depreciação e amortização aplicadas a este projeto são baseadas nas regras estabelecidas na Portaria nº 815, datada de 30 de novembro de 1994, da Secretaria de Energia do Ministério das Minas e Energia do Brasil.

Assim, a planilha de investimento inclui esse Valor Residual como uma entrada de dinheiro em 2040.

IRR do Investimento: A IRR foi calculada como base pré-imposto, real do projeto. A IRR calculada do projeto é 11,62%.



IRR do Investimento com CERs: A IRR com a contribuição de CERs é 12,14% (com base de EUR 10 por CER). Esta é uma estimativa muito conservadora, porque nenhuma concessão é feita para potenciais alterações na linha de base em datas futuras. Enquanto argumentos da prática comum podem reduzir a geração de CER no futuro, a crescente necessidade de energia do Brasil pode, ao contrário, reduzir a porção de fontes de energia renováveis na produção total de energia, e isso aperfeiçoará a geração de CER. Além disso, nenhuma concessão é feita para preços de CER que são prováveis a aumentarem muito mais rápido do que o sugerido pela taxa de inflação indicada na análise, após o debate político sobre a luta contra o aquecimento global.

As regras do MDL declaram que o “Justo Valor de um projeto ao final do período de avaliação” é esperado a “incluir o valor contábil do ativo e a expectativa razoável do lucro ou perda em potencial na realização dos ativos” (EB41 Anexo 45 página 1, Orientação 4).

A depreciação e amortização aplicadas a esses projetos são baseadas nas regras estabelecidas na Portaria nº 815, datada de 30 de novembro de 1994, da Secretaria de Energia do Ministério das Minas e Energia do Brasil.

Sub-etapa 2d. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade foi realizada para verificar a solidez do modelo financeiro e dos seus indicadores. A IRR pré-imposto, real, baseada no projeto sem CERs foi reavaliada mediante variações em potencial em quatro variáveis: preços de energia, PLF, investimento e custo operacional, baseado no fato de que representam mais de 10% dos custos de investimento ou mais de 10% da receita.

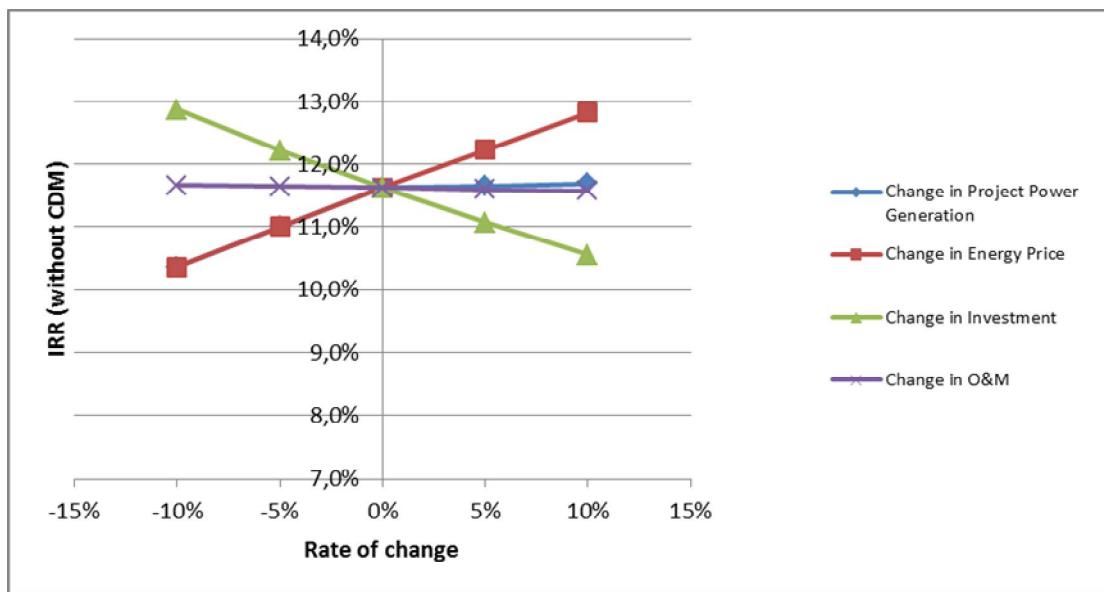
Pode ser argumentado que, devido ao longo período entre a data de decisão e o início da validação, os valores atuais na validação devem ser considerados na análise de sensibilidade. Portanto, duas análises de sensibilidade são feitas, uma com base nos dados conhecidos no momento da decisão e uma com base em dados atualizados disponíveis no início da validação, ou perto dele.

Análise de Sensibilidade baseada nos dados do projeto no momento da decisão

Análise de Sensibilidade baseada em Limites padrões de 5% e 10%

A Tabela e o gráfico abaixo mostram a IRR do projeto para limites padrões de 5% e 10%, bem como -5% e -10% aplicados às quatro variáveis:

	IRR com uma redução de 10%	IRR com uma redução de 5%	IRR do projeto	IRR com um aumento de 5%	IRR com um aumento de 10%
Alteração na Geração de Energia do Projeto	10,37%	11,00%	11,62%	11,66%	11,70%
Alteração no Preço de Energia	10,37%	11,00%	11,62%	12,23%	12,82%
Alteração em Investimento	12,87%	12,22%	11,62%	11,07%	10,55%
Alteração em O&M	11,67%	11,64%	11,62%	11,60%	11,57%



Determinação dos limites mais razoáveis para a Análise de Sensibilidade, com argumentos no suporte dessa determinação:

Investimento: Os custos esperados do PP para a construção do projeto são conhecidos a partir do PBO "Projeto Básico Park Way 2008". Devido ao fato de que o EPC está disponível e eventualmente assinado, e a solicitação do projeto para financiamento declarada no arquivo "CT FINANCIAMENTO FCO - PCH QUEIXADA" (27 de dezembro de 2011), no qual o PP solicita financiamento do BNDES e FCO, com os custos do projeto considerados como R\$MM 219,1 (página 27, Anexo 1), ou seja, um aumento de 26% em 2 anos, é altamente improvável que o projeto pudesse ter satisfeito com custos mais baixos do que o esperado. Portanto, é proposto que um Limite de 0% para a análise de sensibilidade seja usado.

O&M: Custos de manutenção têm um impacto particularmente limitado sobre os fatores gerais da decisão de investimento e sugere-se que o limite padrão de -10% seja usado.

Volume Produzido (Fator de Carga da Central): O PPA inclui uma cláusula permitindo flutuações na quantidade de energia fornecida. A cláusula permite entregas de entre 90% e 110% da Quantidade Contratada mensalmente. Assim, seria possível para o projeto gerar e vender, ao preço contratado, até 10% mais do que a Quantidade Contratada por mês, mas, até o final do ano, a energia vendida deve ser exatamente a quantidade que está no contrato.

O fator de carga da central é obtido dividindo a energia garantida da central de eletricidade por sua capacidade instalada. A energia garantida e a capacidade instalada de uma central de eletricidade não são livremente determinadas pelos PPAs, mas são oficialmente estabelecidas pelo Ministério das Minas e Energia - MME³² e a metodologia de cálculo é estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

³² Resolução MME (Ministério das Minas e Energia) nº 103, datada de 3 de março de 2005. A metodologia para determinar a energia garantida é baseada em pelo menos 30 anos de dados históricos, ou seja, dados de fluxo pluvial, níveis a jusante e a montante, e outros. A Instrução Normativa 463 de dezembro de 2009 estabeleceu outras regras para ajustar a energia garantida de Pequenas Centrais Hidrelétricas.



Um aumento substancial em geração de energia é altamente improvável considerando que a geração de eletricidade estimada é baseada na energia garantida estabelecida pelo MME. A energia garantida estabelecida pelo MME é baseada em dados históricos desse rio e outros. Além disso, de acordo com a legislação brasileira – Decreto MME nº 5163, datado de 30 de julho de 2004 – a concessão do projeto deve ser baseada no máximo de energia instalada e geração de energia da central elétrica (o projeto não pode ser considerado ineficiente do ponto de vista do governo). Portanto, um aumento de 20% na geração de energia não é razoável no contexto do projeto e não é esperado a ocorrer. Se isso ocorrer, não ocorreria de modo consistente (ao longo de um grande número de anos) e, mais provavelmente, períodos de produção excessiva alternariam com períodos de baixa produção. Além disso, o fator de carga da central para este projeto é substancialmente mais alto do que os valores médios³³ para esse tipo de projeto, com um PF de 72%

Assim, sugere-se que um aumento de 0% seja tomado como um limite para a análise de sensibilidade.

Preço da Energia: O projeto considerou um valor de R\$144 /MWh, de acordo com uma licitação que ocorreu alguns meses antes da decisão de investimento³⁴, o PP realmente fez cálculos baseados em um preço mais baixo (R\$ 129,5/MWh) e considerando um preço para entrega imediata da ANEEL de R\$ 130 /MWh até o momento da decisão. É projetado que o preço não varie tanto no longo prazo, sem considerar a inflação, assim nós mantemos este valor como variação de 0%.

Análise de Sensibilidade baseada nos Limites

Usando as sugestões acima para os Limites da análise de sensibilidade (**0% para PLF, 0% para o Preço da Energia, 0% para Custo do Investimento e -10% para O&M**), pode-se encontrar os resultados em termos de uma IRR reajustada na tabela abaixo:

TABELA

	Redução sugerida	IRR resultante quando o limite é atingido	IRR do projeto	IRR resultante quando o limite é atingido	Aumento sugerido
Alteração na Geração de Energia do Projeto	-	-	11,62%	11,62%	0,00%
Alteração no Preço de Energia	-	-	11,62%	11,62%	0,00%
Alteração em Investimento	0,00%	11,62%	11,62%	-	-
Alteração em O&M	10,00%	11,67%	11,62%	-	-

Pode ser visto da tabela acima que nenhum dos aumentos (ou reduções conforme possa ser o caso) resulta em uma IRR reajustada que excederia o Benchmark WACC de 11,88%.

Portanto, a IRR do projeto permanece abaixo do Benchmark WACC em todas as circunstâncias razoáveis e, assim, pode ser considerada como financeiramente sem atrativos de acordo com as regras do MDL.

Análise de Sensibilidade baseada em atingir o Benchmark WACC

A tabela abaixo mostra a redução ou aumento das variáveis necessárias para que a IRR do projeto atinja o benchmark WACC:

TABELA

³³ <http://hydropowerstation.com/?p=1807>

³⁴ http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/022009-Resultado%20de%20venda_.pdf



	Redução necessária para atingir o benchmark WACC	Benchmark WACC	IRR do projeto	Benchmark WACC	Aumento necessário para atingir o benchmark WACC
Alteração na Geração de Energia do Projeto	-	11,88%	11,62%	11,88%	34,0%
Alteração no Preço de Energia	-	11,88%	11,62%	11,88%	2,1%
Alteração em Investimento (INV)	-2,2%	11,88%	11,62%	11,88%	-
Alteração em O&M (limite máx. - 100%)	-54,0%	11,88%	11,62%	11,88%	-

O projeto atingiria o benchmark WACC se uma das seguintes circunstâncias acontecesse:

1/ A Geração de Energia do Projeto é 34% mais alta do que a prevista. Claro que isso é inimaginável porque o PLF esperado foi estimado pela ANEEL em 72% com base de que, explicado acima, conforme a legislação brasileira, a concessão do projeto é baseada na geração de eletricidade e energia máxima instalada da central elétrica (o projeto não pode ser considerado ineficiente do ponto de vista do governo). Em qualquer caso, qualquer energia excedente seria provavelmente vendida a preços MRE muito mais baixos.

2/ O Preço da Energia é 2,1% mais alto do que o preço esperado de BR\$144. Este preço esperado foi escolhido pelo PP como sendo igual aos preços de leilão conhecidos da ANEEL em agosto de 2009. Embora a inflação possa com certeza se provar mais alta do que os 2% estimados por ano, preços diferentes dos preços da energia também aumentariam, negando amplamente o benefício financeiro, para o projeto, de preços de energia mais altos.

3/ O Investimento deveria ser 2% mais baixo do que o esperado. O proprietário do projeto tomou sua decisão em novembro de 2009 sobre a força de um estudo de investimento financeiro realizado pela Park Way Engenharia, uma empresa de assessoria independente. Além disso, como explicado acima, o custo de investimento total está alinhado com a prática de mercado. Portanto, não é realista considerar uma situação onde o Investimento teria sido inferior do que o esperado. Além disso, esta visão é confirmada pelo fato de que a solicitação de Financiamento para o BNDES datada de dezembro de 2011, dois anos após o tempo da decisão, e baseada em números reais, mostra o custo a ser esperado como aproximadamente BR\$219.100.000 – 26% mais alto do que a projeção de custos original. Isso mostra que, no mínimo, a projeção de custos original era muito baixa.

4/ Os custos de O&M têm um impacto limitado na IRR. Mesmo com custos de O&M caindo para 50% do valor calculado, o projeto ainda mantém uma IRR inferior ao benchmark.

Como resultado, a IRR do projeto permanece abaixo do Benchmark WACC em todas as circunstâncias razoáveis e, assim, pode ser considerada como financeiramente sem atrativos de acordo com as regras do MDL.

Análise de Sensibilidade baseada em dados do projeto ou acerca do início da validação

Há duas diferenças substanciais com os dados do projeto no momento da decisão. A primeira é que o leilão da ANEEL deu ao projeto R\$148,39 para 16,6MW e o PP não conseguiu obter uma média de cerca de R\$154 para 5MW da capacidade excedente que era permitido a vender no mercado livre para o ano de



2012. Supondo, para ser otimista, que os preços do mercado livre poderiam ser aplicados a qualquer capacidade excedente no futuro, o PP obteria uma média ponderada de R\$150,9 como ponto de partida em 2012.

A segunda diferença é que o orçamento para o investimento do projeto foi mais tarde (dois anos após o momento da decisão) estimado como sendo 25,4% mais do que o previsto no momento da decisão. Isso é suportado pela solicitação para financiamento declarada no arquivo “CT FINANCIAMENTO FCO - PCH QUEIXADA” (27 de dezembro de 2011), na qual o PP solicita financiamento do BNDES e do FCO, com os custos do projeto considerados como R\$MM219,1 (página 27, Anexo 1) ao invés de R\$MM174,8 no momento da decisão.

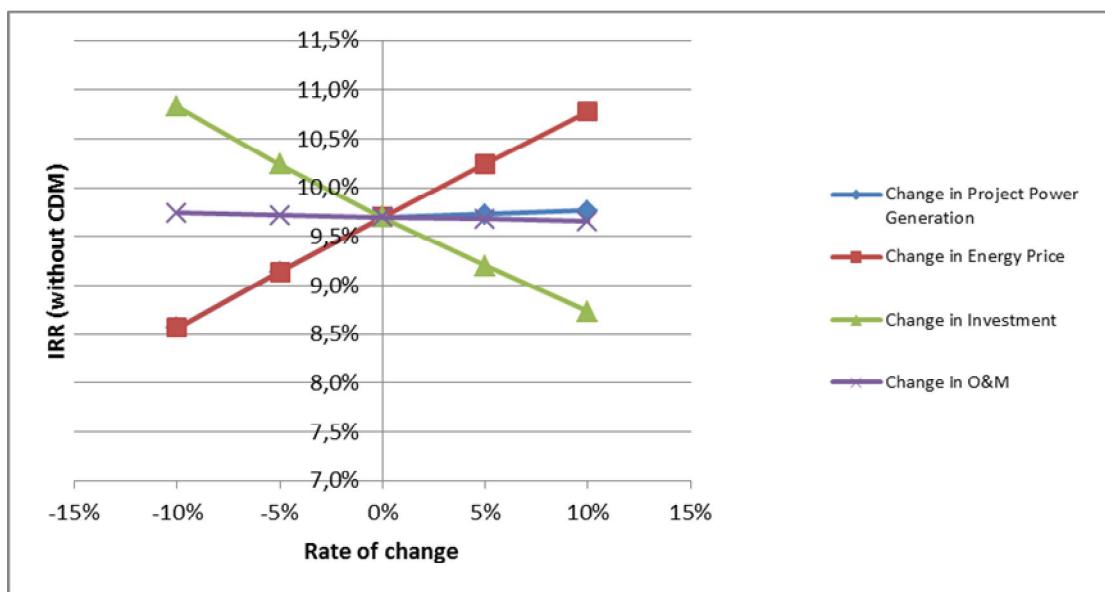
A análise de sensibilidade baseada em dados do projeto no início da validação, ou perto dele, portanto, assumira esses dois novos números como o ponto de partida da análise.

Como resultado, a IRR do projeto na verdade cai para 9,70% e o restante da análise de sensibilidade é como a seguir:

Análise de Sensibilidade baseada em Limites padrões de 5% e 10%

A Tabela e o gráfico abaixo mostram a IRR do projeto para limites padrões de 5% e 10%, bem como -5% e -10% aplicados às quatro variáveis:

	IRR com uma redução de 10%	IRR com uma redução de 5%	IRR do projeto	IRR com um aumento de 5%	IRR com um aumento de 10%
Alteração na Geração de Energia do Projeto	8,57%	9,14%	9,70%	9,73%	9,76%
Alteração no Preço de Energia	8,57%	9,14%	9,70%	10,24%	10,78%
Alteração em Investimento	10,83%	10,24%	9,70%	9,20%	8,73%
Alteração em O&M	9,74%	9,72%	9,70%	9,68%	9,66%





Determinação dos limites mais razoáveis para a Análise de Sensibilidade, com argumentos no suporte dessa determinação:

Investimento: Os custos esperados do PP para a construção do projeto são assumidos como o valor proposto no curso da solicitação de financiamento ao BNDES e FCO, com os custos do projeto considerados como R\$MM219,1 (página 27, Anexo 1). É possível que o projeto eventualmente encontrasse custos mais baixos do que os esperados. Portanto, é proposto que o limite padrão da redução de 10% para a análise de sensibilidade seja usado.

O&M: Custos de manutenção têm um impacto particularmente limitado sobre os fatores gerais da decisão de investimento e sugere-se que o limite padrão de -10% seja usado.

Volume Produzido (Fator de Carga da Central): O PPA inclui uma cláusula permitindo flutuações na quantidade de energia fornecida. A cláusula permite entregas de entre 90% e 110% da Quantidade Contratada mensalmente. Assim, seria possível para o projeto gerar e vender, ao preço contratado, até 10% mais do que a Quantidade Contratada por mês, mas, até o final do ano, a energia vendida deve ser exatamente a quantidade que está no contrato.

O fator de carga da central é obtido dividindo a energia garantida da central elétrica por sua capacidade instalada. A energia garantida e a capacidade instalada de uma central elétrica não são determinadas livremente pelos PPAs, mas são estabelecidas oficialmente pelo Ministério das Minas e Energia³⁵ – MME e a metodologia de cálculo é estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Um aumento substancial em geração de energia é altamente improvável considerando que a geração de eletricidade estimada é baseada na energia garantida estabelecida pelo MME. A energia garantida estabelecida pelo MME é baseada em dados históricos desse rio e de outros. Além disso, de acordo com a legislação brasileira – Decreto MME nº 5163, datado de 30 de julho de 2004 –, a concessão do projeto deve ser baseada na geração de eletricidade e energia máxima instalada da central elétrica (o projeto não pode ser considerado ineficiente do ponto de vista do governo). Portanto, um aumento de 20% na geração de energia não é razoável no contexto do projeto e não é esperado a ocorrer. Se ocorrer, não ocorreria de modo consistente (ao longo de um grande número de anos) e, mais provavelmente, períodos de produção excessiva alternariam com períodos de baixa de produção. Além disso, o fator de carga da central para este projeto é mais alto do que os valores médios³⁶ para esses tipos de projetos, com um PF de 72%. Portanto, sugere-se que um aumento de 0% seja assumido como limite para a análise de sensibilidade.

Preço da Energia: O valor considerado é R\$150,9 /MWh. Este preço esperado foi o preço médio ponderado obtido pelo PP através de preços de leilão da ANEEL e preços do mercado livre para 2012. Parece impossível que o preço suba muito. É projetado que o preço não varie tanto no longo prazo, sem considerar a inflação, assim nós mantemos este valor como variação de 0%.

Análise de Sensibilidade baseada nos Limites

³⁵ Resolução MME (Ministério das Minas e Energia) nº 103, datada de 3 de março de 2005. A metodologia para determinar a energia garantida é baseada em pelo menos 30 anos de dados históricos, ou seja, dados de fluxo pluvial, níveis a jusante e a montante, e outros. A Instrução Normativa 463 de dezembro de 2009 estabeleceu outras regras para ajustar a energia garantida de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

³⁶ <http://hydropowerstation.com/?p=1807>



Usando as sugestões acima para os Limites da análise de sensibilidade (**0% para PLF, 0% para o Preço da Energia, 0% para Custo do Investimento e -10% para O&M**), pode-se encontrar os resultados em termos de uma IRR reajustada na tabela abaixo:

TABELA

	Redução sugerida	IRR resultante quando o limite é atingido	IRR do projeto	IRR resultante quando o limite é atingido	Aumento sugerido
Alteração na Geração de Energia do Projeto	-	-	9,70%	9,70%	0,00%
Alteração no Preço de Energia	-	-	9,70%	9,70%	0,00%
Alteração em Investimento	10,00%	10,83%	9,70%	-	-
Alteração em O&M	10,00%	9,74%	9,70%	-	-

Pode ser visto da tabela acima que nenhum dos aumentos (ou reduções conforme possa ser o caso) resulta em uma IRR reajustada que excederia o Benchmark WACC de 11,88%.

Portanto, a IRR do projeto permanece abaixo do Benchmark WACC em todas as circunstâncias razoáveis e, assim, pode ser considerada como financeiramente sem atrativos de acordo com as regras do MDL.

Análise de Sensibilidade baseada em atingir o Benchmark WACC

A tabela abaixo mostra a redução ou aumento das variáveis necessárias para que a IRR do projeto atinja o benchmark WACC:

TABELA

	Redução necessária para atingir o benchmark WACC	Benchmark WACC	IRR do projeto	Benchmark WACC	Aumento necessário para atingir o benchmark WACC
Alteração na Geração de Energia do Projeto	-	11,88%	9,70%	11,88%	365,00%
Alteração no Preço de Energia	-	11,88%	9,70%	11,88%	20,70%
Alteração em Investimento (INV)	-18,00%	11,88%	9,70%	11,88%	-
Alteração em O&M (limite máx. - 100%)	-100,00%	11,88%	9,70%	11,88%	-

O projeto atingiria o benchmark WACC se uma das seguintes circunstâncias acontecesse:

1/ A Geração de Energia do Projeto deveria ser 365% mais alta do que a prevista. Claro que isso é inimaginável porque o PLF esperado foi estimado pela ANEEL em 72% com base de que, explicado acima, conforme a legislação brasileira, a concessão do projeto é baseada na geração de eletricidade e energia máxima instalada da central elétrica (o projeto não pode ser considerado ineficiente do ponto de vista do governo). Em qualquer caso, qualquer energia excedente seria provavelmente vendida a preços MRE muito mais baixos.

2/ O Preço da Energia deveria ser 20,7% mais alto do que o preço esperado de BR\$150,9. Este preço esperado foi o preço médio ponderado obtido pelo PP através de preços de leilão da ANEEL e preços livres de mercado para 2012. Parece impossível que os preços aumentem muito além da inflação.



3/ O Investimento deveria ser 18% mais baixo do que o esperado na solicitação de financiamento ao BNDES. Uma redução de custo de 18% seria difícil de imaginar quando estimativas são feitas com dois anos de antecedência e, calor, isso é ainda menos provável quando o projeto está em construção ou prestes a ser construído.

4/ Os custos de O&M têm um impacto limitado na IRR. Mesmo com custos de O&M caindo para 100% do valor calculado, o projeto ainda mantém uma IRR inferior ao benchmark.

Como resultado, a IRR do projeto permanece abaixo do Benchmark WACC em todas as circunstâncias razoáveis, com base nos dados disponíveis no momento da decisão e com base em dados disponíveis no início da validação, ou perto dele. Portanto, o projeto pode ser considerado como financeiramente sem atrativos de acordo com as regras do MDL.

Etapa 3: Análise de limites

De acordo com as regras de análise de adicionalidade, não é necessário realizar a análise de limites, se optando pela análise financeira como é o caso aqui e, assim, a etapa 3 não se aplica.

Etapa 4: Análise de prática comum

Aqui está uma breve apresentação do setor de eletricidade no Brasil -

Mercado Brasileiro de Eletricidade

Levou anos para que o setor elétrico no Brasil se tornasse uma indústria moderna. Ele iniciou sua reforma em 1993 finalizando a igualdade da tarifa e criando contratos de fornecimento entre geradores e distribuidores. Em 1995, esta reforma se tornou mais sólida com conceitos de produtores de energia independentes e consumidores livres foram criados e finalmente em 1996 o Ministério das Minas e Energia implementou um projeto de reestruturação para o setor elétrico no Brasil.

Os principais resultados do projeto de reestruturação foram a mudança de um sistema monopolista estatal para um sistema estatal-privado competitivo e mais equilibrado. Este projeto de reestruturação foi finalizado em 1998 e definiu um modelo conceitual e institucional para o setor elétrico brasileiro, onde várias necessidades foram identificadas e satisfeitas, como a divisão dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, regulamentação para a distribuição e transmissão de energia elétrica, criação de uma entidade regulatória (ANEEL), uma operadora do sistema (ONS) e um espaço para comercializar energia elétrica (MAE).

Nesse momento, o governo brasileiro decidiu reduzir a dependência do país em energia hidrelétrica através do aumento da geração de energia termelétrica. O governo federal lançou no início de 2000 o Plano Prioritário de Termelétricas, PPT, planejando a implementação de centrais termelétricas usando principalmente gás natural.

Em 2001 o setor passou por uma massiva crise de abastecimento que terminou em um programa de racionamento de energia elétrica e em um reajuste do modelo usado até então. Esta situação levou à análise do modelo e em 2004 o governo recém-eleito analisou as regras institucionais e o mercado de eletricidade e propôs um novo modelo que foi aprovado pelo congresso em março de 2004³⁷.

³⁷ Documento OCDE: "REGULAMENTAÇÃO DO SETOR DE ELETRICIDADE, 2005"
(<http://www.oecd.org/dataoecd/12/11/34427493.pdf>) pág. 3.



O modelo de 2004 foi implementado para reduzir riscos de mercado. Várias instituições foram criadas: (i) EPE³⁸ para ser responsável pelo planejamento no longo prazo do setor de eletricidade, (ii) CMSE³⁹ para garantir o abastecimento de energia e (iii) CCEE⁴⁰ para ajudar com as atividades relacionadas à comercialização de energia.

Mix Brasileiro de Eletricidade

A maioria da produção de eletricidade do Brasil é originada de grandes estações de energia hidrelétrica (UHEs – com uma capacidade de energia maior do que 30MW) e grandes centrais de energia termelétrica (UTEs). Juntas, elas são responsáveis por cerca de 67% e 27% da capacidade operacional total da Rede Brasileira (119GW) em janeiro de 2012⁴¹.

Além disso, há um total de 418 pequenas centrais hidrelétricas (PCH - com capacidade de energia entre 1MW-30MW) e juntas elas fornecem 3,2% da capacidade operacional da rede.

Normalmente, o desenvolvimento de uma UHE é promovido por grandes indústrias intensas de energia, como a indústria de alumínio, a qual geralmente forma consórcios para geração de energia hidrelétrica. No entanto, essas centrais de eletricidade no Brasil estão longe de serem ecologicamente corretas em termos de densidade de energia (W/m^2), tendo um fator médio de 1,92 (0,52 km^2/MW)⁴². Além disso, grandes projetos hídricos envolvem desvantagens ambientais como impactos mais pesados ao ecossistema, áreas inundadas maiores, repositionamento da comunidade local, etc

No final de 2001 e início de 2000, a Eletrobrás, em parceria com o BNDES, lançou o programa PCH-COM. O programa foi concebido para apoiar e incentivar a construção de pequenas centrais hidrelétricas. Um projeto de PCH-COM seria financiado pelo BNDES e a comercialização da energia gerada seria organizada através da Eletrobrás (através de um Acordo de Compra de Energia (PPA)). O programa falhou por causa das garantias exigidas, além de outras cláusulas contratuais. O governo, então, criou outro programa de incentivo - PROINFA, que visava acrescentar 3.300 MW de capacidade instalada através de pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica e geração de energia de biomassa. O esquema oferecia contratos de longo prazo com condições especiais, menores custos de transmissão, e menores taxas menores concedido por bancos de desenvolvimento locais. Em 2005, uma versão revisada do PROINFA foi lançada com a exigência de que qualquer RCEs geradas de projetos participantes seriam dados a Eletrobrás. No âmbito do PROINFA, os projetos tinham de ser totalmente operacionais até a final de 2008.

A presença e a necessidade destes sistemas é indicativo dos diversos problemas que os projetos de pequenas centrais hidrelétricas podem enfrentar sem o apoio financeiro. Tais projetos no Brasil enfrentam barreiras enormes que não é possível vencer sem incentivos adequados. Além disso, este projeto em particular não é elegível no abrigo do regime PROINFA, porque o início da operação comercial do projeto iria ocorrer após a data limite e depois de tal data não seria possível obter incentivos do

³⁸ Empresa de Pesquisa Energética

³⁹ Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

⁴⁰ Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

⁴¹ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

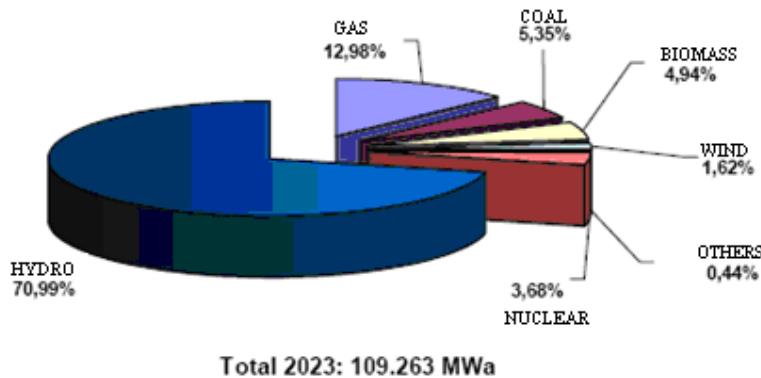
⁴² Plano Decenal Expansão Energia 2006-2015



PROINFA. Como resultado, a adição de renda CER agora se tornou um incentivo necessário para o desenvolvimento deste projeto em específicas e pequenas instalações hidrelétricas similares no Brasil.

Mesmo que a energia hidrelétrica, conforme explicado anteriormente, seja a principal fonte de produção de energia no Brasil, de acordo com a MEN 2023⁴³ (horizon 2005 - 2023), a sua quota de capacidade total de energia elétrica deverá ser reduzida de 83% em 2005 para 71% em 2023. Como um resultado disso, a proporção de plantas de Gás Natural térmica deve aumentar. De acordo com a MEN 2023, a composição da matriz energética em 2023 deve ser a seguinte:

	NATURAL GAS	COAL	BIO MASS	WIND	OTHERS	NUCLEAR	HYDRO	TOTAL
2005	4.335	918	1.541	270	908	1.723	37.686	47.382
2010	6.126	1.608	2.936	800	758	1.724	47.354	61.305
2015	8.016	4.184	3.707	1.121	437	2.875	57.010	77.352
2020	12.242	5.850	4.596	1.364	445	2.875	69.981	97.353
2023	14.183	5.850	5.393	1.767	477	4.026	77.568	109.263



Total 2023: 109.263 MWa

Baseado em informações fornecidas pela ANEEL em janeiro de 2012, há um total de 26.926 MW de capacidade em construção no Brasil.⁴⁴ Destes, apenas 634MW da capacidade será fornecido pela PCH.

A utilização potencial e posterior adição de carvão e geração nuclear deve também ser consideradas. Em particular, há razões econômicas por trás do uso da expansão do carvão na região sul, devido à localização geográfica das reservas do Brasil. Capacidade adicional através da energia nuclear poderia ser particularmente interessante nas regiões Sudeste e Nordeste, onde os recursos hidrelétricos remanescentes estão praticamente esgotados.

Em conclusão, os projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas não são a prática atual no Brasil. A maior parte da energia que é gerada atualmente é baseada em grandes hidrelétricas e usinas térmicas. Estes desfrutam de vantagens significativamente mais econômicas no Brasil e isso se reflete nas projeções da mescla de energia do Brasil no futuro.

⁴³ MEN: Matriz Energética Nacional (Matriz Energética Nacional), um estudo de simulação do setor elétrico no Brasil.

⁴⁴ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>



Já que o DNA brasileiro declarou que o Sistema Interligado Nacional – SIN é o único sistema de grade no Brasil, as usinas conectadas ao SIN serão consideradas. Este é também a razão pela qual se considera, por padrão, o país anfitrião (Brasil) como a área geográfica aplicável, de acordo com as "Orientações sobre a prática comum, versão 01"

Após a abordagem gradual da diretriz temos:

Etapa 1: Cálculo do intervalo de saída aplicável a + / -50% da produção do projeto ou a capacidade da atividade proposta pelo projeto.

Já que a planta Queixada possui uma potência instalada 30,24 MW, a comparação será feita com plantas com uma ampla capacidade de potência de -50% a +50% do tamanho de cada projeto (portanto, entre 15.12MW e 45.36MW) serão consideradas.

Etapa 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que fornecem o mesmo resultado ou capacidade, dentro da abrangência do resultado aplicável calculada na Etapa 1, com relação à atividade de projeto proposta e com início de operação comercial antes da data inicial do projeto. Observe que o seu número N_{all}. Projeto de atividade registrada no MDL não será incluído nesta etapa;

O valor total da produção de unidades no Brasil, a partir de janeiro de 2012 é o seguinte:

Tipo de Geração	Tot al
CGH	36
CGU	8
EOL	72
	41
PCH	8
UFV	6
	18
UHE	0
	14
UTE	99
UTN	2
Total geral	25
	45

Fonte: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

Com o seguinte significado:

- CGH** Unidade Geradora Hidrelétrica
- CGU** Unidade Geradora de Eletricidade
- EOL** Unidade Geradora Eólica (Parque Eólico)
- PCH** Pequenas Centrais Hidrelétricas
- UFV** Usina fotovoltaica
- UHE** Usina Hidrelétrica
- UTE** Usina de Energia Termelétrica
- UTN** Usina termonuclear



A lista das plantas pode ser encontrado no arquivo anexo "CERs Queixada do DOE (Maio de 2012). xls" planilha "Lista 1".

A quantidade total de usinas geradoras dentro dos valores anteriormente considerados são as seguintes:

Tipo de Geração	Total
EOL	24
PCH	100
UHE	39
UTE	133
Total geral	296

A lista das plantas pode ser encontrada no arquivo anexo "CERs Queixada do DOE (Maio de 2012). xls" planilha "Lista 2".

Destas, as seguintes possuem registro em atividades de projeto de MDL.

Tipo de Geração	Total
PCH	25
UTE	17
Total geral	42

A lista das plantas pode ser encontrada no arquivo anexo "CERs Queixada do DOE (Maio de 2012). xls" planilha "Lista 3". A última coluna possui um link para o banco de dados do MDL onde o projeto está listado.

Nesta etapa também precisamos descartar os projetos que entraram em operação após a data inicial de Queixada, o que significa, depois de 1/6/2010 e que não estão definidos no âmbito do MDL (ver "Lista 4" no arquivo acima):

Tipo de hidro	Total
EOL	15
PCH	19
UTE	16
Total geral	50

A fonte da data de início de operação consta na seguinte página da ANEEL:

<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37>

onde o arquivo da operação de início de todos os projetos em andamento pode ser baixado. No entanto, a lista considera projetos que tiveram início em 2001 em diante, de modo que os projetos que não aparecem na lista de 1-1-2000 (Já que a data é sempre mais cedo do que a data de início de qualquer projeto de MDL, que não tem efeito nos valores e/ou cálculos)

Portanto, N_{all} = 296 - 42 - 50



Etapa 3: Dentro das plantas identificadas na Etapa 2, identifique aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade do projeto proposto. Observe o seu número N_{all}.

A "Lista 5" no arquivo "CERs Queixada for DOE (May2012.xls" mostra a lista de todas as plantas de geração de energia que estão dentro de +/- 50% da Queixada, mas que não são considerados no âmbito do MDL e iniciaram suas operações antes da data de início do projeto. A tecnologia diferente em questão de fonte de energia já está descartada, permanecendo apenas as usinas que utilizam fontes de energia hidrelétrica, o total das unidades geradoras no Brasil com uma especificação similar ao do projeto é:

Tipo de Geração	Total
PCH	56
UHE	39
Total geral	95

A lista das plantas restantes pode ser categorizada de acordo com as diferenças das seguintes tecnologias⁴⁵, que estão listadas a seguir:

- 1) **Fonte de energia/combustível:** As usinas de energia que são ou Eólica ou Térmica estão listadas nesta categoria (descartado na lista 5)
- 2) **Subsídios ou outros fluxos financeiros (PROINFA ou VER):** Muitos dos projetos desfrutam dos benefícios do programa da PROINFA⁴⁶ explicado anteriormente, que pode ser considerado como um subsídio estatal. A sigla VER significa Redução de Emissões Verificadas e pode ser considerado como o equivalente do CER nos mercados voluntários⁴⁷. Os links da entidade que comercializa os VERs são mostrados na lista 5 do "Arquivo...CER", coluna L, ao lado de cada planta.
- 3) **Subsídios ou outros fluxos financeiros 2 (projetos de propriedade do Estado):** Empresas estatais ou controladas pelo Estado não podem ser comparadas com empresas do setor privado. A sua abordagem da rentabilidade é diferente, não precisam ser devidamente capitalizados ou gerir o seu financiamento de forma prudente, pois podem sempre contar com o Estado para apoiá-los e suas decisões de investimento raramente dão a devida atenção para a relação risco/retorno⁴⁸. Os

⁴⁵ Ponto 4 das ORIENTAÇÕES DA UNFCCC CDM NA PRÁTICA COMUM (VERSÃO 01.0)

⁴⁶ http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf

⁴⁷ Definições Orbeo: "Redução de Emissões Verificadas (VER) Uma unidade de redução de gases com efeito estufa que foram inspecionados por um auditor independente, mas que ainda não foram submetido aos respectivos procedimentos e pode ainda não cumprir com os requisitos para a verificação, certificação e emissão das CERs (no caso do MDL) ou ERUs (no caso do JI) no âmbito do Protocolo de Kyoto. Os compradores de VERs assumem toda a política específico do carbono e os riscos regulatórios (ou seja, o risco de que os VERs não estejam registrados como CER ou ERUs). Os compradores, portanto, tendem a pagar um preço com desconto para VERs, que assume os riscos regulatórios inerentes. VERs são créditos de carbono, que não são certificados no âmbito do Protocolo de Kyoto, mas que pode ser usado para compensar as emissões de carbono. 1 VER corresponde a uma tonelada métrica equivalente ao CO₂.

Mercado Voluntário: Mercados voluntários de redução de emissões abrangem os compradores e vendedores de Redução de Emissões Verificadas (RVE), que buscam gerenciar sua exposição de emissão para fins não-regulamentares".

<http://www.orbeo.com/-Glossary-.html?lettre=V>

⁴⁸ "Vantagens competitivas de empresas estatais e Controladas "- Richard P. Nielsen, Management International Review, vol. 21, No. 3 (1981), pp 56-66



links que comprovam que a planta é de propriedade de uma entidade estatal são mostrados na lista 5 do "Arquivo...CER", coluna L, ao lado de cada planta.

- 4) **Política Promocional 1:** As usinas que estão sob a categoria de "APE" (Produtor Independente) possuem diferenças sobre o pagamento de imposto conforme segue:

APE (Auto Produtores)	PIE (Auto Produtores)
Eles devem usar a sua produção de energia no seu próprio processo e só podem comercializar o excedente com uma autorização da ANEEL	Estão livres para comercializar sua produção de energia abertamente.
Possuem a isenção para pagar encargos setoriais (CDE, PROINFA e CCC) para a sua quota de uso próprio.	Deverão pagar as taxas para o CDE, PROINFA e CCC com base na quantidade de energia comercializada.
Dependendo da legislação, estas plantas não efetuam o pagamento de ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços ⁴⁹) na energia consumida em plantas com o mesmo CNPJ (Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas)	Deverão pagar ICMS sobre toda a energia negociada.
Não valorizam a produção de desconto automático no TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão)	Há desconto no TUSD / TUST

A lista de plantas que são autoprodutores está no link ANEEL seguinte (coluna "Destino da Energia"):

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>

- 5) **Políticas Promocionais 2 (plantas que são UHE):** A TUSD possui dois componentes: (i) a remuneração da concessionária para o uso exclusivo da rede local, chamado de "TUSD-Serviço" (Serviço de TUSD), que varia dependendo da quantidade usada por demanda do cliente, e (ii) os custos regulatórios aplicáveis a utilização de rede local chamada "TUSD-Encargos" (Encargos de TUSD), estabelecida pelas autoridades reguladoras, e está relacionada com a quantidade de energia consumida pelo consumidor. As plantas que são categorizadas como UHE (Usinas hidrelétricas ou HPP) têm um desconto total dos "Encargos de TUSD", além disso, para as UHEs, a operação de transmissão e distribuição é coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS As redes de baixa tensão (abaixo de 230 kV), que compreendem as PCHs, geralmente servem a redes (de distribuição) a nível regional e sua coordenação e operação são realizadas pela concessionária de distribuição local. Portanto, o "ONS" é responsável apenas pela UHEs Além disso, as UHEs deverão pagar os impostos CFURH⁵⁰.

A lista de plantas que são UHE está no seguinte link da ANEEL (coluna "Classificação"):

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>

- 6) **Políticas de promoção 3 ("plantas que foram enquadrados sob a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC "):** O CCC é uma taxa rateada entre as concessionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional, o usuário irá fazer o subsídio das plantas que fazem

⁴⁹ <http://www.portaltributario.com.br/tributos/icms.html>

⁵⁰ Compensação Financeira Pela Utilização de Recursos hídricos (Compensação pela Utilização de Recursos Hídricos), consulte o link para mais informações:
http://www.furnas.com.br/CFURH_arquivos/Relatorio_CFURH_2010.pdf



a alimentação dos sistemas isolados aplicáveis, embora tenha sido originalmente concebido para apoiar as operações térmicas (mais caras que as hidrelétricas e a única alternativa no norte do país)^{51⁵²}. Os links que comprovam que a planta está enquadrada na CCC estão mostradas na lista 5 do arquivo "CER ... ", coluna L, ao lado de cada planta.

Muitas das plantas N_{all} pertençam a uma ou mais categorias desta natureza e, portanto, alguns não podem ser comparados com a atividade de projeto e apenas 10 plantas podem ser consideradas similares à atividade do projeto. Devido às explicações acima, podemos encontrar o N_{diff} das 194 plantas (Consulte a lista 5)

$$N_{diff} = 204 - 10 = 194$$

Etapa 4: Calcule o fator F=1-N_{diff}/N_{all} representando a parcela de plantas que utilizam a tecnologia similar à tecnologia utilizada na atividade do projeto proposto em todas as plantas que fornecem o mesmo resultado ou capacidade da atividade de projeto.

$$F = 1 - 194/204 = 0.049 (\text{inferior a } 0.2)$$

E

$$N_{all} - N_{diff} = 10$$

De acordo com a **diretriz**, a atividade do projeto é uma prática comum dentro de um setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior do que 0,2 e N_{all}-N_{diff} são superiores a 3, neste caso, o projeto não cumpre com ambos os requisitos, por conseguinte, não é um projeto de prática comum..

A conclusão permaneceria a mesma: O investimento de energia hidrelétrica de pequeno porte, sem a prestação do MDL não é uma prática comum no Brasil.

A.11. Redução de emissões

A.11.1. Explicação das seleções metodológicas

>> De acordo com a metodologia selecionada e aprovada (ACM0002v13.0.0), o fator de emissão da linha de base (EFy) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação de margem operacional (OM) e margem de construção (BM).

Para efeitos de determinação da margem de construção e os fatores de emissão da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido pela extensão espacial das usinas que estão fisicamente conectados através de linhas de transmissão e linhas de distribuição do projeto (por exemplo, a localização da planta de energia renovável ou os consumidores onde a eletricidade está sendo salva) e que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. Da mesma forma, um sistema elétrico interligado é um sistema elétrico que é conectado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto. As usinas de energia dentro do sistema elétrico interligado podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão, mas a transmissão ao sistema elétrico do projeto possui restrições de transmissão significativas.

De acordo com a metodologia, as emissões devem ser calculadas da seguinte forma:

◆ Emissões do Projeto

⁵¹ http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/1044/alternativas_fosseis_fausto.pdf?sequence=1

⁵² http://www.winrock.org.br/media/3_Winrock_ClaudioRibeiro.pdf



A atividade do projeto pode envolver emissões relacionadas ao projeto que podem ser significativas. Essas emissões devem ser contabilizadas como emissões do projeto, utilizando a seguinte equação:

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

Onde:

- PE_y = Emissões do projeto em um ano y (tCO₂e/yr)
 $PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto a partir do consumo de combustíveis fósseis no ano y (tCO₂/ano)
 $PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto resultante da exploração de usinas de energia geotérmica, devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (t tCO₂e/ano)
 $PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água de usinas hidrelétricas no ano y (tCO₂e/ano)

Emissões do projeto a partir do consumo de combustíveis fósseis no ano y (tCO₂/ano)

A atividade do projeto consiste no consumo de combustíveis fósseis, $PE_{FF,y} = 0$ tCO₂/ano.

Emissões do projeto resultante da exploração de usinas de energia geotérmica, devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (t tCO₂e/ano)

A atividade do projeto consiste na operação de usinas de energia geotérmica, $PE_{GP,y} = 0$ tCO₂/ano.

Emissões de reservatórios de água de usinas hidrelétricas(PEHP,y)

A atividade do projeto irá produzir um novo reservatório de 6.7 km², os proponentes do projeto devem contabilizar as emissões de CH₄ e CO₂ do reservatório, estimado conforme segue:

(a) Se a densidade de energia da atividade do projeto (PD) é maior que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m²:

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$

Onde:

- $PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto de reservatórios de água(tCO₂e/ano)
 EF_{Res} = Fator padrão de emissão para emissões de reservatórios de usinas hidrelétricas no ano y (kgCO₂e/MWh)
 TEG_y = Total da eletricidade produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y (MWh)

(b) Se a densidade da energia da atividade do projeto (PD) é maior do que 10 W/m²:

$$PE_{HP,y} = 0$$

A densidade de potência da atividade do projeto (PD) é calculada conforme segue:



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

Onde:

- PD = A densidade da potência da atividade do projeto (W/m²)
- Cap_{PJ} = A capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W)
- Cap_{BL} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto(W). Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero
- A_{PJ} = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m²)
- A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m²). Para novos reservatórios, esse valor é zero

◆ Emissões de linha de base

De acordo com a ACM0002 (versão 13.0.0), as emissões de linha de base incluem apenas as emissões de CO₂ provenientes da geração de eletricidade em combustíveis aquecidas alimentado por combustível em usinas que estão deslocadas devido à atividade do projeto. Assume-se que toda a geração da eletricidade do projeto acima dos níveis basais teria sido gerada por usinas existentes conectadas à rede de energia e da adição de novas usinas conectadas à rede de energia. As emissões da linha de base são calculadas conforme segue:

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

Onde:

- BEy = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂e/ano)
- EG_{PJ,y} = Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e alimentada na rede resultante da implementação da atividade do projeto MDL no ano y (MWh/ano)
- EF_{grid,CM,y} = Margem combinada do fator de emissão de CO₂ da grade de geração de energia no ano y calculada usando a versão mais recente da "Ferramenta de cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico" (tCO₂/MWh)

Cálculo do EG_{PJ,y}

Já que a atividade do projeto envolve a instalação de um ambiente intacto conectada à rede de energia renovável da planta/unidade em um local onde nenhuma planta de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade de projeto, então:

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



EG _{PI,y}	= Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e alimentada na rede resultante da implementação da atividade do projeto MDL no ano y (MWh/ano)
EG _{facility,y}	= Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta/unidade para a rede no ano y (MWh/ano)

◆ Fator de emissão (EF_{grid,CM,y})

De acordo com a ACM0002 (versão 13.0.0), a margem combinada do fator de emissão de CO₂ para a rede de geração de energia conectada no ano y (EF_{grid,CM,y}) deve ser calculado usando "Ferramenta de cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico", versão 2.2 0,1 (a última versão).

Passo 1. Identifique o sistema de eletricidade relevante

O DNA brasileiro definiu a Sistema Interligado Nacional (SIN) como o sistema de grade única para ser usado em todos os projetos de MDL em conformidade com as metodologias ACM0002 e AMS-I.D. Isto está de acordo com a Resolução N° 8, de 26 maio de 2008, e também a nota que esclarece o procedimento usado para chegar a esta decisão⁵³.

Passo 2. Escolha se deseja incluir plantas fora da rede de energia no sistema elétrico do projeto (opcional).

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

Opção I: Somente grades únicas das centrais elétricas estão incluídos no cálculo.

Opção II: Tanto a usinas hidrelétricas interligadas e plantas fora da rede de alimentação estão incluídos no cálculo.

A opção I foi selecionada, já que os cálculos resultam do DNA brasileiro e somente consideram as usinas interligadas.

Passo 3. Seleção de um método para determinar a margem de operação (OM).

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

- (a) OM Simples, ou
- (b) OM simples ajustado, ou
- (c) Análise de despacho de dados OM, ou
- (d) Média da OM.

O DNA brasileiro escolheu a análise de dados de despacho para o cálculo OM seguindo a "Ferramenta de cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico", aprovado pelo Conselho Executivo do MDL. Esta opção não permite que o cálculo antigo ex-ante do fator de emissão. Deste modo, o OM ex-post será calculado. Será atualizado anualmente aplicando os números publicados pelo DNA brasileiro em seu site (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html> # ancora) referente a este ano.

Passo 4. Calcule o fator de emissão de acordo com o método selecionado.

Despacho da análise de dados OM

⁵³

<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/47953.html>



O despacho da análise de dados do fator de emissão OM ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base em unidades da rede elétrica que são de fato despachados na margem durante cada hora h onde está ocorrendo o deslocamento da rede de eletricidade do projeto. Esta abordagem não é aplicável a dados históricos e, portanto, exige um acompanhamento anual da $EF_{grid,OM-DD,y}$.

Este fator de emissão foi calculado conforme segue:

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

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Expedição de análise de dados da margem de operação do fator de emissão de CO₂ no ano y (tCO₂ /MWh)

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade deslocada pela atividade do projeto por hora h no ano y (MWh)(MWh)

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ das unidades de interligação de energia por ordem de grandeza do despacho por hora h no ano y (tCO₂/MWh)

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

h = Horas no ano y na atividade relacionado ao fornecimento de energia elétrica da grade do projeto.

y = Ano de fornecimento de energia elétrica pela grade do projeto

O $EF_{grid,OM-DD,y}$ é calculada pela DNA brasileira de acordo com a ACM0002 e os números estão publicados no site(<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>).

Para fins de estimativa, os dados da margem operacional para o ano mais recente (2010) serão utilizados:

MARGEM DE OPERAÇÃO													
Fator de emissão médio (tCO ₂ /MWh) - Mensal													
2010	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	ponderada
	0.2111	0.2798	0.2428	0.2379	0.3405	0.4809	0.4347	0.6848	0.7306	0.7320	0.7341	0.6348	0.4787

Etapa 5: Identificar o grupo de unidades de energia que deverá ser incluído na margem de construção

O grupo de amostra de unidades de energia utilizadas para o cálculo da margem de construção consiste em:

- O conjunto de cinco unidades de energia que foram construídas recentemente; ou
- O conjunto de adições de capacidade de energia no sistema elétrico, que compõem 20% da geração do sistema (em MWh) e que foram construídas mais recentemente.

O DNA selecionou a opção (b) (O conjunto de incrementos de capacidade de energia no sistema elétrico que compreendem 20% da geração do sistema e que foram construídas recentemente) de acordo com a ferramenta, para determinar a margem de construção.

Em termos dados anteriores, os participantes do projeto podem escolher entre uma das seguintes opções:



Opção 1: Para o primeiro período de creditação, calcular a margem de construção do fator de emissões ex ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas para grupo de amostra m no momento da apresentação do MDL-PDD para a validação do DOE. Para o segundo período de creditação, o fator da margem de emissão deve ser atualizado com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas no momento da apresentação do pedido de renovação do período de crédito para o DOE. Para o terceiro período de creditação, o fator da margem de emissão calculada para o segundo período de creditação deve ser utilizado. Esta opção não requer o monitoramento do fator de emissão durante o período de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de creditação, o fator da margem de emissão será atualizado anualmente, ex-post, incluindo aquelas unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não estiver disponível, incluindo as unidades construídas até o último ano para o qual a informação está disponível. Para o segundo período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser calculado ex-ante, conforme descrito na opção 1 acima. Para o terceiro período de creditação, o fator da margem de emissão calculada para o segundo período de creditação deve ser utilizado.

Neste caso, a opção 2 foi selecionada.

Etapa 6: Calcular a construção do fator da margem de emissão

A margem de construção do fator de emissão é a geração ponderada do fator de emissão médio (tCO_2/MWh) de todas as unidades de energia m durante o ano mais recente y para o qual os dados de geração de energia estão disponíveis e calculados da seguinte forma:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,h}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$	= Margem de construção do fator de emissão de CO_2 no ano y (tCO_2/MWh)
$E_{Gm,y}$	= Quantidade líquida de eletricidade gerada e fornecida à rede pela unidade de energia m no ano y (MWh)
$EF_{EL,m,y}$	= Fator de emissão de CO_2 da unidade de energia m no ano y (tCO_2/MWh)
m	= Unidades de energia incluídas na margem de construção
y	= Ano histórico mais recente para o qual os dados de geração de energia estão disponíveis

O $EF_{grid,BM,y}$ é calculada pela DNA brasileira de acordo com a ACM0002 e os números estão publicados no site(<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora>).

Para fins de estimativa, os dados da margem de construção do ano mais recente será utilizado:

MARGEM DE CONSTRUÇÃO	
Fator de emissão médio (tCO_2/MWh) - Anual	
2010	0.1404

Passo 7. Calcular o fator da margem de emissão combinada



A margem combinada do fator de emissão é calculada da seguinte forma:

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

Onde:

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

$EF_{grid,OM,y}$ = A margem operacional do fator de emissão de CO₂ no ano y (tCO₂/MWh)

w_{OM} = Ponderação do fator de emissão da margem operacional (%)

w_{BM} = Ponderação do fator de emissão da margem operacional (%)

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

- Atividades envolvendo projetos de geração de energia solar: $w_{OM} = 0.75$ e $w_{BM} = 0.25$ (devido à sua natureza intermitente e não-despachável) para o primeiro período de crédito e por períodos de obtenção de créditos posteriores;
- Todos os outros projetos: $w_{OM} = 0.5$ and $w_{BM} = 0.5$ para o primeiro período de crédito, e $w_{OM} = 0.25$ e $w_{BM} = 0.75$ para o segundo e terceiro período de obtenção de créditos, salvo disposição em contrário da metodologia aprovada, a que esta ferramenta se refere.

Uma vez que se trata de um projeto de hidrelétrica de pequeno porte, o seguinte peso será usado no primeiro período do crédito:

$w_{OM} = 50\%$

$w_{BM} = 50\%$

◆ Vazamento

As principais emissões que potencialmente dão origem a vazamentos no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões resultantes de atividades como a construção de usinas e as primeiras etapas da análise do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), essas fontes de emissão são negligenciadas na elaboração deste projeto, portanto, não há vazamentos de emissões.

◆ Redução de emissões

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y = As reduções de emissões no ano y (tCO₂/ano)

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

PE_y = Emissões do projeto em um ano y (tCO₂e/ano)

A. 11. 2. Dados e parâmetros fixados ex-ante

Esta seção inclui uma compilação de informações sobre os dados e parâmetros que não são monitorados durante todo o período de crédito, mas que são determinados apenas uma vez e, portanto, permanecem fixos durante todo o período de obtenção de créditos que estão disponíveis durante a realização da



validação. Dados que são disponibilizados apenas após a validação da atividade do projeto (por exemplo, medidas após a implementação da atividade do projeto) será incluído aqui na tabela da seção B.7.1.

Data/Parâmetro:	EF _{Res}
Unidade do Dado:	kgCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator padrão de emissão para emissões de reservatórios
Fonte do dado:	Decisão de acordo com o EB23
Valor a ser aplicado	90
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados:	A metodologia indica que este valor deve ser aplicado para as emissões dos reservatórios de água de usinas hidrelétricas.
Qualquer comentário:	-

Data/Parâmetro:	Cap _{BL}
Unidade do Dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto(W). Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero
Fonte do dado:	Local da Pequena Central Hidrelétrica Queixada site
Valor aplicado	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados:	Determina a capacidade instalada baseada em padrões reconhecidos.
Qualquer comentário:	-

Data/Parâmetro:	A _{BL}
Unidade do Dado:	m ²
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m ²). Para novos reservatórios, esse valor é zero
Valor aplicado	0
Fonte do dado:	Local da Pequena Central Hidrelétrica Queixada
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados:	Medido a partir de levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélite, etc.
Qualquer comentário:	-

A.11.3. Cálculo Ex ante das reduções de emissões

>>

Neste projeto o EF média publicado no ano passado (2010) será utilizado para estimar as reduções de emissões projetadas para a Pequena Central Hidrelétrica de Queixada.



♦ Emissões do Projeto

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

$$PE_{FF,y} = 0 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

$$PE_{GP,y} = 0 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

A densidade de potência da atividade do projeto (PD) é calculada conforme segue:

$$PD = \frac{Cap_{pj} - Cap_{bl}}{A_{pj} - A_{bl}}$$

Onde:

$$Cap_{pj} = 30.24 * 10^6 \text{ W}$$

$$Cap_{bl} = 0 \text{ MW}$$

$$A_{pj} = 6.7 * 10^6 \text{ m}^2$$

$$A_{bl} = 0 \text{ m}^2$$

$$PD = (30.24 * 10^6 - 0) / (6.7 * 10^6 - 0) = 4.51 \text{ W/m}^2$$

Com estes dados, a densidade da potência da Pequena Central Hidrelétrica de Queixada is 4.51W/m², será inferior a 10, em seguida, de acordo com a metodologia:

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

$$EF_{Res} = 90 \text{ Kg CO}_2\text{e /MWh}$$

$$TEG_y = 189,216 \text{ MWh}$$

$$PE_y = \frac{90 * 189,216}{1000}$$

Como consequência as emissões do projeto são $PE_y = 17,029 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$

♦ Emissões de linha de base

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

$$EG_{facility,y} = 189,216 \text{ MWh}$$

A margem combinada do fator de emissão é calculada da seguinte forma:

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



$$EF_{grid,OM,y} = 0.4787 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{grid,BM,y} = 0.1404 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$w_{OM} = 0.5$$

$$w_{BM} = 0.5$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0.4787 \times 0.5 + 0.1404 \times 0.5 = 0.3095 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Portanto, as emissões de referência são as seguintes:

$$BE_y = 189,216 \times 0.3095 = 58,569 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

◆ **Redução de emissões**

As reduções de emissões são calculadas conforme segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$BE_y = 58,569 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

$$PE_y = \mathbf{17,029} \text{ tCO}_2\text{e}/\text{ano}$$

$$ER_y = 58,569 - \mathbf{17,029} = 41,540 \text{ tCO}_2\text{e}/\text{ano}$$

**A.11.4. Resumo das estimativas ex-ante de reduções de emissões**

Ano	Linha de base das emissões (t CO ₂ e)	Emissões do Projeto (t CO ₂ e)	Vazamentos (t CO ₂ e)	Redução das emissões (t CO ₂ e)
01/06/2012 – 31/05/2013	17,029	58,569	0	41,540
01/06/2013 – 31/05/2014	17,029	58,569	0	41,540
01/06/2014 – 31/05/2015	17,029	58,569	0	41,540
01/06/2015 – 31/05/2016	17,029	58,569	0	41,540
01/06/2016 – 31/05/2017	17,029	58,569	0	41,540
01/06/2017 – 31/05/2018	17,029	58,569	0	41,540
01/06/2018 – 31/05/2019	17,029	58,569	0	41,540
Total	119,203	409,983	0	290,780
Número total de anos de obtenção de créditos			7	
Média anual durante o período do crédito	119,203	409,983	0	290,780

**A.12. Plano de monitoramento****A.12.1. Dados e parâmetros a serem monitorados**

Data/Parâmetro:	EG _{project,y}
Unidade	MWh/ano
Descrição	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta/unidade para a rede no ano y
Fonte do dado	Atividade do local do projeto, medidores de energia elétrica
Valores aplicados	(i) (ii) a quantidade de energia fornecida pela planta/ unidade para a rede; 116.898 (56.298 para AratuáI e 60.600 para Miassaba II) (ii) A quantidade de energia fornecida para a planta do projeto/unidade da rede 0
Métodos de medição e procedimentos	A eletricidade será medida internamente pelo pessoal da J.Malucelli Energia e pela CELG (Empresa de distribuição de eletricidade), que irá enviar dados à CCEE. Eles irão medir a eletricidade fornecida à rede por meio de um medidor de energia elétrica e irão comparar os resultados com o recibo de venda de medições que por sua vez será corroborado com a eletricidade fornecida para a rede obtidos dos registros do operador da rede nacional. A eletricidade líquida será medida continuamente e os dados serão arquivados em fontes eletrônicas e impressos. O registro horário da eletricidade fornecida deve ser fornecido à Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE). Os padrões ONS serão aplicados, incluindo os sub-módulos 12.5 ⁵⁴ e 12.3 ⁵⁵ . As reduções de emissões de GHG do projeto serão mantidas em uma planilha e será calculado a partir dos dados armazenados e os procedimentos e equações descritas na metodologia de monitoramento ACM0002. Todos os dados serão armazenados eletronicamente, numa base diária durante dois anos após o final do período de crédito. O equipamento a ser usado é o medidor de qualidade de energia “PowerLogic™ ION8600 Energy and power quality meter”, ⁵⁶ com uma faixa de precisão de 0.005 A to 20 A.
Monitoramento da frequência	O valor líquido gerado é medido continuamente.
Procedimentos QA/QC	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede. Verificação através do recibo de vendas. Os medidores de energia serão calibrados numa base regular de acordo com o procedimento estabelecido pelo ONS e de acordo com as orientações da manutenção do equipamento. (Procedimentos Detalhados de QA/QC são explicados na Seção 7.2)
Propósito dos dados	Medição da quantidade de energia deslocada pela atividade comparada com a configuração básica
Comentário adicional	

⁵⁴ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.5_Rev_1.1.pdf⁵⁵ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.5_Rev_1.1.pdf⁵⁶ http://global.powerlogic.com/products/meters_and_rtu/ION8600/



Data/Parâmetro:	EF _{grid,CM,y}
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Margem combinada do fator de emissão de CO ₂ da grade de geração de energia no ano y calculada usando a versão mais recente da "Ferramenta de cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico"
Fonte do dado	Página web DNA brasileiro: (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora e http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora)
Valores aplicados	0.3095
Métodos de medição e procedimentos	O fator da margem de emissão será calculada ex-post, juntamente com seus itens OM e BM, que serão publicados no site do DNA.
Monitoramento da frequência	Anualmente
Procedimentos QA/QC	-
Propósito dos dados	Calculando a quantidade de toneladas de CO ₂ deslocadas de acordo com a atividade do projeto a cada Mega Watt hora de energia produzida em comparação com a configuração da linha de base
Comentário adicional	-

Data/Parâmetro:	<i>Cap_{pj}</i>
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte de dados	Local da atividade do projeto
Valores aplicados	30.24*10 ⁶
Métodos de medição e procedimentos	Dados do fabricante e especificações técnicas, de acordo com as regras do MDL, a capacidade instalada de um projeto de MDL é definido pela capacidade dos geradores, embora para todos os assuntos oficiais, a capacidade instalada foi definida pela ANEEL como sendo de 30MW. Durante o comissionamento da planta, um dos testes exigidos era a verificação se a capacidade instalada foi atingida.
Monitoramento da frequência	Anualmente
Procedimentos QA/QC	Determina a capacidade instalada baseada em padrões reconhecidos.
Propósito dos dados	Calculando a quantidade de energia potencialmente produzida pela atividade do projeto.
Comentário adicional	-



Data/Parâmetro:	A_{pj}
Unidade	m^2
Descrição	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte de dados	Local da atividade do projeto
Valores aplicados	6.7×10^6
Métodos de medição e procedimentos	Medido a partir de levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélite, etc. Este valor será calculado anualmente com base no nível de água do reservatório.
Monitoramento da frequência	Anualmente
Procedimentos QA/QC	N/A
Propósito dos dados	Calculando a área inundada para determinar o impacto do projeto e a quantidade de água disponível para a operação do projeto, em caso de queda do volume do rio.
Comentário adicional	Antes de emitir a LO (Licença de Operação), o órgão ambiental verificará se todos os programas ambientais necessários foram concluídos, incluindo o esvaziamento da área do reservatório.

A.12.2. Plano de Amostragem

>>

Conforme descrito acima, para este tipo de projeto o parâmetro medido é a quantidade de energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica. Por outro lado, o fator de emissão está disponível a partir do DNA e é publicado anualmente.

A usina terá medidores de faturamento aprovados pelo ONS/ANEEL, para a leitura e manutenção dos registros da geração da eletricidade. Os medidores manterão medições bidirecionais e terão analisadores de energia elétrica na subestação SHP, medições cruzadas serão feitas tanto nas unidades de geração com no uso do serviço, com a finalidade de verificar a quantidade de energia produzida.

A eletricidade será medida internamente pelo pessoal da J.Malucelli Energia e pela CELG (Empresa de distribuição de eletricidade), que enviará os dados à CCEE. Eles irão medir a eletricidade fornecida à rede por meio de um medidor de energia elétrica e irão comparar os resultados com o recibo de venda de medições que por sua vez será corroborado com a eletricidade fornecida para a rede obtidos dos registros do operador da rede nacional. A eletricidade líquida será medida continuamente e os dados serão arquivados em fontes eletrônicas e impressos. O registro horário da eletricidade fornecida deve ser fornecido à Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE). Os padrões ONS serão aplicados, incluindo os sub-módulos 12.5⁵⁷ e 12.3⁵⁸. As reduções de emissões de GHG do projeto serão mantidas em uma planilha e será calculado a partir dos dados armazenados e os procedimentos e equações descritas na metodologia de monitoramento ACM0002. Todos os dados serão armazenados eletronicamente, numa base diária durante dois anos após o final do período de crédito. O equipamento a ser usado é o medidor de

⁵⁷ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.5_Rev_1.1.pdf

⁵⁸ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.5_Rev_1.1.pdf



qualidade de energia “PowerLogic™ ION8600 Energy and power quality meter”,⁵⁹ com uma faixa de precisão de 0.005 A to 20 A.

A. 12. 3. Outros elementos do plano de monitoramento

>>

Após a leitura, a medição dos dados estará disponível para J.Malucelli Energia e a CELG (empresa de distribuição de eletricidade), que por sua vez irá enviar os dados de hora em hora para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As duas empresas estão conectadas eletronicamente através do SCDE (Sistema de Coleta de dados de Energia Elétrica ou Electricity Data Collection System). Os dados estarão disponíveis no J.Malucelli Energia e servidores da CELG e um backup será feito. A verificação dos dados de medição também será possível através de registros SCDE, onde várias informações são apresentadas aos usuários como a medição, consistindo de dados coletados e os dados de registro.

Para fazer uma verificação cruzada das medições, os resultados serão comparados com o recibo de compra e será corroborado com a eletricidade exportada para a rede obtida a partir dos registros do operador da rede nacional. A eletricidade líquida será medida continuamente e os dados serão arquivados em fontes eletrônicas e impressos.

A área operacional da QUEIXADA ENERGÉTICA deve ser responsável pela elaboração mensalmente de um relatório contendo os valores diários da geração da usina, bem como os valores totais por mês. Mensalmente, o relatório será armazenado até 2 anos após o fim do projeto. Esta atividade será realizada pelos funcionários da empresa

Com os dados do relatório, a quantidade de Reduções Certificadas de Emissões geradas será calculada para o período, aplicando-se o fator de emissão definido de acordo com a metodologia ACM0002 versão 13.0.0. Em seguida, o relatório de acompanhamento será elaborado, que por sua vez deve ser primeiro aprovado pela área financeira antes de apresentá-lo à EOD para verificação.

Com os dados do relatório, a quantidade de Reduções Certificadas de Emissões geradas será calculada para o período, aplicando-se o fator de emissão definido de acordo com a metodologia ACM0002 versão 13.0.0. Em seguida, o relatório de acompanhamento será elaborado, que por sua vez deve ser primeiro aprovado pela área financeira antes de apresentá-lo à EOD para verificação.

SECTION B. Duração e período de creditação

B.1. Duração da atividade do projeto

B.1.1. Data de início da atividade do projeto

>>

Os trabalhos para o desenvolvimento e implementação do projeto SHP Queixada foram iniciadas em janeiro de 2007 com o desenvolvimento de um relatório de impacto ambiental, mas foi consolidado em 2008, quando o primeiro projeto básico foi desenvolvido pela J.Malucelli Energia SA com a Parkway Engenharia, que foi aprovado em março de 2009 pela ANEEL. Depois disso, um novo projeto básico foi desenvolvido pela VLB Engenharia e o resumo técnico foi elaborado. A Secretaria do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos do Goiás, SEMA, concedeu a licença prévia e a licença de instalação, em 2008, de modo a continuar com o projeto. Queixada Energética também assinou vários acordos de compra de energia em setembro de 2010 e um contrato de aquisição de Engenharia em junho de 2010.

⁵⁹ http://global.powerlogic.com/products/meters_and_rtu/ION8600/



Consequentemente, a data de início da atividade do projeto de MDL foi definido como a data de assinatura do contrato de EPC para o desenvolvimento dos estudos de viabilidade e implementação (em várias fases) da atividade do projeto: 1 de junho de 2010

A última data de início previsto da operação é junho de 2012.

B.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade do projeto

>>> 30 anos e 0 meses

B.2. Período de creditação da atividade do projeto

B.2.1. Tipo de período de creditação.

>> Renovável

B.2.2. Data de Início de creditação do Período

>>01/06/2012 ou data de registro do MDL, o que ocorrer posteriormente.

B.2.3. Duração do período de creditação

7 anos

SECTION C. Impactos ambientais

C.1. Análise dos Impactos ambientais

>>

O participante do projeto, de acordo com as normas ambientais definidas pelo Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA⁶⁰), deverá obter três licenças ambientais para implementar a hidrelétrica. Estas licenças são a Licença Prévia (LP), onde uma avaliação de impacto ambiental é realizada, a Licença de Instalação (LI), onde os requisitos para a construção são estabelecidos, e a Licença de Operação (LO), onde ocorre o teste antes da operação da planta para assegurar que o mesmo cumpre com todos os requisitos ambientais.

O Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Queixada realizou a avaliação ambiental de acordo com a legislação federal e estadual, seguindo as normas estabelecidas pelo CONAMA e o Conselho Estadual da Política Ambiental(COPAM⁶¹). As regras da Secretaria do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos do Goiás (SEMA) também foram seguidas; de modo a obedecer à legislação municipal de cada cidade, os impactos foram reconhecidos.

A Avaliação de Impacto Ambiental avalia os principais efeitos no ambiente que podem ser identificadas e analisadas para os períodos de execução, planejamento e operação, considerando as características do projeto e sua área de influência. A Pequena Central Hidrelétrica de Queixada obteve a Licença de Instalação (LI) n º 363/2008, emitida pelo SEMA no dia 28 de novembro de 2008 e foi renovada em 28 de Novembro de 2010; O projeto não implica em impactos ambientais negativos fora dos limites, caso contrário, a licença não teria sido emitida.

Contribuição da atividade do projeto para o desenvolvimento sustentável da região

Durante o período de construção da usina hidrelétrica, 800 pessoas foram contratadas por um período de 12 meses. Quando o projeto estiver totalmente operacional, irá gerar empregos permanentes para cerca de 11 pessoas em posições nas áreas de operação e manutenção, incluindo a manutenção de áreas verdes, limpeza e segurança.

⁶⁰ Conselho Nacional do Meio Ambiente

⁶¹ Conselho Estadual de Política Ambiental



Durante a operação, o projeto irá gerar um impacto positivo direto na região onde atua, pois oferece a população melhorias na sua qualidade de vida devido a um acesso maior à energia e possui uma tendência para aumentar a oferta de energia e reestruturação do fornecimento em linha com a crescente demanda. A operação da Pequena Central Hidrelétrica de Queixada aumentará a segurança, confiabilidade e energia, uma vez que foi concebida para atender a demanda de energia da região em caso de racionamento, em caso de racionamento a planta Queixada será capaz de operar separadamente e servir 300 mil habitantes.

a) Contribuição para a sustentabilidade ambiental local

A PPH Queixada está em conformidade com as normas ambientais e várias regras do setor elétrico, implementadas pela CONAMA ou ANEEL. Em relação aos regulamentos declarados pelo CONAMA ou pela ANEEL, o projeto adotou muitas ações de mitigação, tais como um programa de comunicação social/educação ambiental, programa de monitoramento da água e dos níveis de sedimento, plano de monitoramento de limnologia e qualidade da água, programa de recuperação de terras degradadas e reflorestamento, programa de corte de árvores, programa de controle ambiental para evitar os processos de erosão em acessos e estradas internas de PPH Queixada e um programa de monitoramento de conservação e de monitoramento da fauna.

b) Contribuição para o desenvolvimento das condições de trabalho e geração líquida de emprego

Durante o período de construção da usina hidrelétrica, 800 pessoas foram contratadas por um período de 12 meses. Quando o projeto estiver totalmente operacional, irá gerar empregos permanentes para cerca de 11 pessoas em posições nas áreas de operação e manutenção, incluindo a manutenção de áreas verdes, limpeza e segurança. Vale a pena observar que o projeto dá aos seus trabalhadores todas as condições formais de trabalho, incluindo programas de capacitação para os trabalhadores. Por outro lado, o funcionamento do projeto, e portanto o fornecimento controlado de energia, fornecerá incentivos para o aumento das atividades produtivas em diversos setores econômicos. Tem um impacto na geração de empregos para os setores primários e secundários a médio prazo (isso torna as atividades econômicas concentradas de energia mais dinâmicas, como os processos agroindustriais) e para o setor de negócios e serviços a médio e longo prazo.

O projeto está comprometido com a responsabilidade social dentro da região, realizando um programa de educação ambiental para servir os educadores estaduais e municipais, trabalhadores e prestadores de serviços de projeto e da comunidade em geral. Isso deve permitir a informação às partes envolvidas e também permitirá a identificação de possíveis necessidades da população local.

c) Contribuição para a distribuição de renda

Durante a operação, o projeto irá gerar um impacto positivo direto na região onde atua, pois oferece a população melhorias na sua qualidade de vida devido a um acesso maior à energia (a custos mais baixos que a importação da energia ou reforço do sistema) e possui uma tendência para aumentar a oferta de energia e reestruturação do fornecimento em linha com a crescente demanda. A operação da Pequena Central Hidrelétrica de Queixada aumentará a segurança, confiabilidade e energia, uma vez que foi concebida para atender a demanda de energia da região em caso de racionamento, em caso de racionamento a planta Queixada será capaz de operar separadamente e servir 300 mil habitantes.

Além disso, conforme discutido acima, o projeto deve afetar positivamente a geração indireta de emprego, dando mais dinamismo a vários setores econômicos. A região também será beneficiada



com os impostos gerados da venda de energia, que será convertido em melhoria da infra-estrutura local e regional, atendendo a demandas sociais consequência do dinamismo econômico. Esses fatores, além de contribuir para um nível de renda maior, consequentemente, resultarão em uma melhor distribuição de renda.

d) Contribuição para a capacitação e desenvolvimento tecnológico

O desenvolvimento do projeto envolve o treinamento de pessoal especializado para operar a pequena central hidrelétrica e gerenciar corretamente o projeto. Por outro lado, em relação ao desenvolvimento tecnológico, vale a pena observar que o Brasil possui um grande potencial hidrelétrico e seu sistema elétrico depende principalmente de usinas hidrelétricas. Ainda assim, a região onde o projeto está sendo desenvolvido possui acesso à eletricidade através do sistema interligado e um sistema isolado, o que significa que o projeto de fato transfere tecnologia para a rede local. Este caso pode ser facilmente replicado, a fim de impulsionar o desenvolvimento de projetos de hidrelétricas na região.

e) Contribuição para a integração regional e a articulação com outros setores

Conforme explicado acima, o projeto gera um impacto positivo na região, devido ao aumento de oportunidades de emprego e melhor distribuição de renda. Estas consequências gerarão impactos em vários setores conforme mencionado acima, em seguida, gerando apoio a economia local e regional, aumentando a integração energética regional, diminuindo a vulnerabilidade elétrica e a dependência de combustíveis fósseis (rede isolada).

C.2. Avaliação do impacto ambiental

>>

Conforme mencionado anteriormente neste documento, foi concedida uma licença de construção ao Projeto Queixada que está em fase de aplicação, com alta confiança no sucesso, para uma Licença de Operação para o qual as seguintes condições ambientais são solicitadas:

- A execução de programas ambientais propostos no Plano de Controle Ambiental (PCA)
- Compromissos relacionados com a Reserva Legal e Área de Preservação Permanente (APP), que deve ocorrer em função da aquisição de propriedades afetadas pelo reservatório e APP.
- Demandas relacionadas a questões agrícolas, como a verificação de áreas liberadas para o início das obras de construção, a verificação da aquisição de terras para o reservatório.
- Apresentação de novos estudos solicitados.
- Disposição adequada de resíduos de saúde municipais e de resíduos sólidos, onde as alternativas serão analisadas, com a finalidade de escolher aquele com o custo viável e o impacto ambiental mínimo.

No caso anterior, o projeto Queixado possui muitos programas em desenvolvimento, de acordo com a Análise de Impacto Ambiental e os documentos preparados relacionados ao programa ambiental nas fases iniciais do projeto:

I.- Gerenciamento Ambiental

- Monitoramento Ambiental e Programa de Gestão
- Programa de Comunicação Social
- Programa Estratégico de Operações e emergências
- Plano de Apoio à Criação de Comitês de Bacias Hidrográficas
- Programa Ambiental de Conservação e uso da área do reservatório



- Criação de Unidades de Conservação
- Plano de Treinamento para a força de trabalho Regional.
- Programa de Educação Ambiental

II – FLORA

- Resgate da Flora no ADA e o Ambiente
- Programa de Desmatamento (antes da inundação)
- Programa de Reflorestamento da Área de Preservação Permanente

III – FAUNA

- Plano de Gerenciamento da Vida Selvagem
- Programa de Resgate da Fauna
- Monitoramento de carnívoros de médio e grande porte
- Monitoramento e Conservação de andorinhas e grazinas
- Programa de Prevenção de acidentes relacionados com animais peçonhosos
- Programa de Controle de Doenças transmitidas por Animais

IV – ICTIOFAUNA

- Programa de Conservação de espécies de peixes

V – LIMNOLOGIA

- Monitoramento da Qualidade da Água
- Monitoramento e Controle de Macrófitas Aquáticas

VI – MÉDIA

- Monitoramento Geológico-Geotécnico do Programa do Reservatório
- Controle da Erosão e Assoreamento
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas

VII - PROGRAMAS ESPECÍFICOS para o Estudo Integrada de Bacias Hidrográficas

- Programa local de Desenvolvimento Integrado e Sustentável
- Programa de Monitoramento Sismológico
- Monitoramento dos Parâmetros meteorológico regionais
- Programa de Saúde Pública
- Projeto de Apoio à Luta contra a prostituição infantil

VIII – RELATÓRIOS PERIÓDICOS

- Relatórios Periódicos enviados para a SEMARH (Departamento de Meio Ambiente e Recursos Hídricos - Goiás)

IX – ARQUEOLÓGICO

- Programa de Arqueologia Preventiva - Projeto Intensivo Arqueológico de Prospecção



- Programa de Valorização Patrimonial

X - NEGOCIAÇÃO

- Programa de Comercialização

A descrição de programas e ações reais estão detalhadas no documento do projeto PBA.

SECTION D. Consulta com partes interessadas locais

D.1. Solicitação de comentários das partes interessadas locais

>>

De acordo com a legislação estadual federal e local, o processo do licenciamento ambiental pode necessitar de reuniões públicas com a comunidade local. Além disso, a mesma legislação solicita o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no jornal oficial (Diário Oficial do Estado) e nos jornais regionais.

Além dos comentários das partes interessadas solicitados para as licenças ambientais, a Autoridade Nacional Brasileira Designada, "Comissão Interministerial de Mudanças Globais de Clima", solicita, com a finalidade de fornecer a carta de aprovação, que comentários deverão ser feitos para as partes interessadas locais baseados na versão traduzida do PDD, e o relatório de validação será emitido por uma DOE autorizada (de acordo com a Resolução no. 7, emitido em 05 de março de 2008).

A consulta pública foi realizada durante os meses de julho e início de agosto de 2011, uma carta convite foi fornecida aos interessados para que pudessem acessar a versão em Português do PDD (www.jmalucelliecmcambiental.com.br, com o link "Análise de Projetos para comentários"ou Project Analysis for comments), o AR foi entregue mas não houve comentários das partes interessadas em maio de 2012.

D.2. Resumo dos comentários recebidos

>>

Nenhum comentário foi recebido

D.3. Relatório baseado nos comentários recebidos

>>

Nenhum comentário foi recebido

SECTION E. Aprovação e Autorização

>>

**Appendix 1: Informação de Contato dos participantes do projeto**

Nome do Órgão	J.Malucelli Energia S.A
Rua/Caixa Postal	Rodovia BR 277, km 0,5, nº 315, bairro Mossunguê
Prédio	-
Cidade	Curitiba
Estado/Região	Parana
Código postal	CEP 82305-100
País	Brasil
Telefone	+41 3321 7130
Fax	+41 3321 7101
E-mail	jorgelcb@jmalucelli.com.br
Website	
Pessoa de contato:	Jorge Luiz Coimbra Belich
Título	Gerente do Projeto
Título	Sr:
Sobrenome	Coimbra
Nome do meio	
Primeiro Nome	Jorge Luiz
Departamento	
Celular	
Faz Direto	
Telefone Direto	+41 3351 5577
Email Pessoal	jorgelcb@jmalucelli.com.br

Appendix 2: Afirmação referente fundos públicos

2. Nenhum fundo público será usado do desenvolvimento deste projeto.

Appendix 3: Aplicabilidade da metodologia Selecionada

3.

Appendix 4: informações gerais complementares no cálculo ex-ante das reduções de emissões

4. N/A

Appendix 5: Informações gerais complementares sobre plano de monitoramento

5. N/A



Appendix 6: Resumo de Alterações Pós-Registro

Histórico do Documento

Versão	Data	Natureza da Revisão
04.1	11 de abril de 2012	Revisão editorial para mudar a linha da versão 2 da caixa do histórico do Anexo 06 ao anexo 06b.
04.0	EB 66 13 de março de 2012	Revisão necessária para assegurar a coerência com o “Formulário das Diretrizes da conclusão do projeto das atividades do Projeto MDL” (EB 66, anexo 8).
03	EB 25, Anexo 15 26 de julho de 2006	
02	EB 14, Anexo 06b 14 de junho de 2004	
01	EB 05, parágrafo 12 03 de agosto de 2002	Uso inicial
Decisão da Classe: Regulatório Tipo de Documento: Formulário Função comercial: Registro		