



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO DO MDL (F-CDM-PDD)
Versão 04.1**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade do projeto	Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina.
Número da versão do DCP	03.1
Data de conclusão do DCP	23/07/2012
Participante(s) do projeto	Lumbrás Energética S.A. e Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Parte(s) anfitriã(s)	Brasil.
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)	Escopo setorial: 1 - Setores de energia (fontes renováveis / não-renováveis). ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (Versão 13.0.0)
Quantidade estimada de reduções médias anuais de emissões de GEE	27.558 tCO ₂ .

SEÇÃO A. Descrição da atividade do projeto

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

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

Os países da região da América Latina e do Caribe expressaram seu compromisso no sentido de atingir uma meta de 10% de energia renovável em relação ao total da energia utilizada na região. Através de uma iniciativa dos Ministros do Meio Ambiente em 2002¹, realizou-se uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WSSD, do inglês "World Summit for Sustainable Development") em Johannesburgo em 2002. No Plano de Implementação final da WSSD, não houve definição de metas ou cronogramas específicos; no entanto, sua importância foi reconhecida por atingir a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio².

O processo de privatização do setor elétrico, iniciado em 1995, começou com a expectativa de tarifas adequadas, menos subsídios e preços melhores para as geradoras. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade centralmente planejado. Infelizmente, faltava ao mercado brasileiro de energia um plano de expansão consistente; o plano atual de expansão apresenta grandes problemas, como incertezas políticas e regulatórias. No final da década de 1990, um forte aumento na demanda em contraste com um aumento inferior à média na capacidade instalada causou o início do racionamento/crise no fornecimento em 2001/2002. Uma das soluções oferecidas pelo governo foi uma legislação flexível, o que favoreceu os produtores de energia independente de menor porte. Ademais, a eventual elegibilidade segundo o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto atraiu a atenção dos investidores para os pequenos projetos de energia hidrelétrica.

Essa fonte de eletricidade mais limpa também oferece uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que teriam ocorrido de outro modo na ausência do projeto. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) que seriam geradas (e emitidas) na ausência do projeto evitando a geração de eletricidade a partir de fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂).

O projeto consiste de uma pequena central hidrelétrica (PCH): A PCH Angelina com 26,3 MW de capacidade instalada³ e 0,4 km² de área de reservatório⁴ e que está interligada ao Sistema Interligado

¹ UNEP-LAC (2002). Relatório Final da 7a Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).

² Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): "*Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, incluindo a hidrelétrica, e sua transferência para os países em desenvolvimento na forma de concessão conforme acordo mútuo. Adotando um senso de urgência, aumentar de forma substancial a proporção global de fontes de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição em relação ao total da energia fornecida, reconhecendo o papel das metas nacionais e regionais voluntárias, bem como as iniciativas, onde existirem, e assegurando-se de que as políticas energéticas ofereçam apoio aos esforços dos países em desenvolvimento no sentido de erradicar a pobreza, e periodicamente avaliar os dados disponíveis de modo a analisar o progresso para tal fim.*"

³ A capacidade instalada oficial do projeto é de 26,27 MW, como pode ser observado na licença do projeto e no despacho da ANEEL nº. 3.470, datado de 23 de novembro de 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20073470.pdf>.



Nacional (SIN). A planta está localizada no Rio Garcia, nas cidades de Angelina e Major Gercino, estado de Santa Catarina, região sul do Brasil. O projeto tornou-se totalmente operacional em setembro de 2010. A primeira unidade geradora começou sua operação comercial em 16 de março de 2010⁵, a segunda unidade geradora em 2^{de} março de 2010⁶ e a terceira unidade geradora em 30^{de} setembro de 2010⁷. A implementação completa do projeto irá gerar as reduções de emissões anuais estimadas em 27.558 tCO₂ 192.906 tCO₂ durante o primeiro período de obtenção de créditos.

A Lumbrás Energética S.A. é uma Sociedade de Propósito Específicos criada pela Brookfield Energia Renovável S.A. (BER) para controlar o projeto Angelina. A BER é uma subsidiária brasileira da Brookfield Asset Management (BAM). A BAM é uma empresa canadense gestora global de ativos com foco em ativos de infraestrutura, energia renovável e imobiliários, e que atualmente possui cerca de US\$ 150 bilhões em ativos sob sua administração. A BER foi criada em 1998 pela Brookfield Asset Management com o objetivo de aumentar a geração de energia renovável no Brasil.

Antes da implementação da atividade do projeto não havia nenhuma pequena central hidrelétrica em operação no local onde o projeto Angelina é construído. A atividade do projeto reduzirá as emissões de GEE ao impedir a geração de eletricidade a partir de fontes de combustíveis fósseis, como em centrais termelétricas ligadas ao sistema elétrico, que seriam GEE gerados (e emitidos) na ausência do projeto. Concluindo, o cenário da linha de base e o cenário sem a atividade do projeto são os mesmos.

O projeto de PCH Angelina pode ser visto como uma solução do setor privado para o setor elétrico brasileira, pois pode ajudar a evitar outra crise no abastecimento de eletricidade, contribuindo para o desenvolvimento sustentável e tendo um efeito positivo para o país, além das evidentes reduções de GEE.

Embora Angelina não tenha um impacto positivo relevante no país anfitrião em vista do tamanho do seu sistema elétrico, ela é, indubitavelmente, parte de uma ideia maior. O projeto contribui para o desenvolvimento sustentável, pois atende às necessidades do presente sem comprometer a capacidade das futuras gerações de atenderem às suas próprias necessidades, como definido pela Comissão Brundtland (1987). Em outras palavras, a implementação de pequenas centrais hidrelétricas assegura a geração de energia renovável, reduz a demanda do sistema elétrico nacional, evita o impacto social e ambiental negativo causado pela construção de grandes centrais hidrelétricas com grandes reservatórios e de centrais termelétricas a combustível fóssil e impulsiona as economias regionais, aumentando a qualidade de vida nas comunidades locais.

Portanto, indiscutivelmente, o projeto tem reduzido os impactos ambientais negativos e desenvolveu a economia regional, resultando, conseqüentemente, em melhor qualidade de vida. Isso é, a sustentabilidade ambiental associada à justiça social e econômica, contribui inegavelmente para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião.

A.2. Local da atividade do projeto

A.2.1. Parte(s) anfitriã(s)

Brasil.

A.2.2. Região/Estado/Província, etc.

Entretanto, de acordo com as Diretrizes para Projetos de MDL de pequena escala, versão 16 (EB 59, Anexo 9), a capacidade total instalada deve ser considerada como a soma da potência nominal dos geradores. Além disso, a descrição dos equipamentos é apresentada na seção A.4.3. deste DCP.

⁴ Despacho ANEEL nº 3.470 emitido em 23 de novembro de 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20073470.pdf>

⁵ Portaria ANEEL nº 633 emitida em 15 de novembro de 2010. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2010633.pdf> >.

⁶ Portaria ANEEL nº 485 emitida em 1 de março de 2010. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2010485.pdf> >.

⁷ Portaria ANEEL nº 2.868 emitida em 29 de setembro de 2010. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20102868.pdf> >.

Estado de Santa Catarina (região sul do Brasil).

A.2.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.

Cidades de Angelina e Major Gercino.

A.2.4. Localização física/geográfica

O projeto está localizado na região sul do Brasil, estado de Santa Catarina, municípios de Angelina e Major Gercino (Figuras 1 e 2) e utiliza o potencial de energia hidrelétrica do rio Garcia (27° 28' S e 48° 50' O)⁸.



Figura 1 – Mapa do Brasil apresentando a localização de Angelina e Major Gercino

Fonte: GOOGLE EARTH (2011)⁹

⁸ Despacho ANEEL nº 3.470 emitido em 23 de novembro de 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20073470.pdf>

⁹ Disponível em: <<http://earth.google.com/>>. Acessado em 11 de maio de 2011.

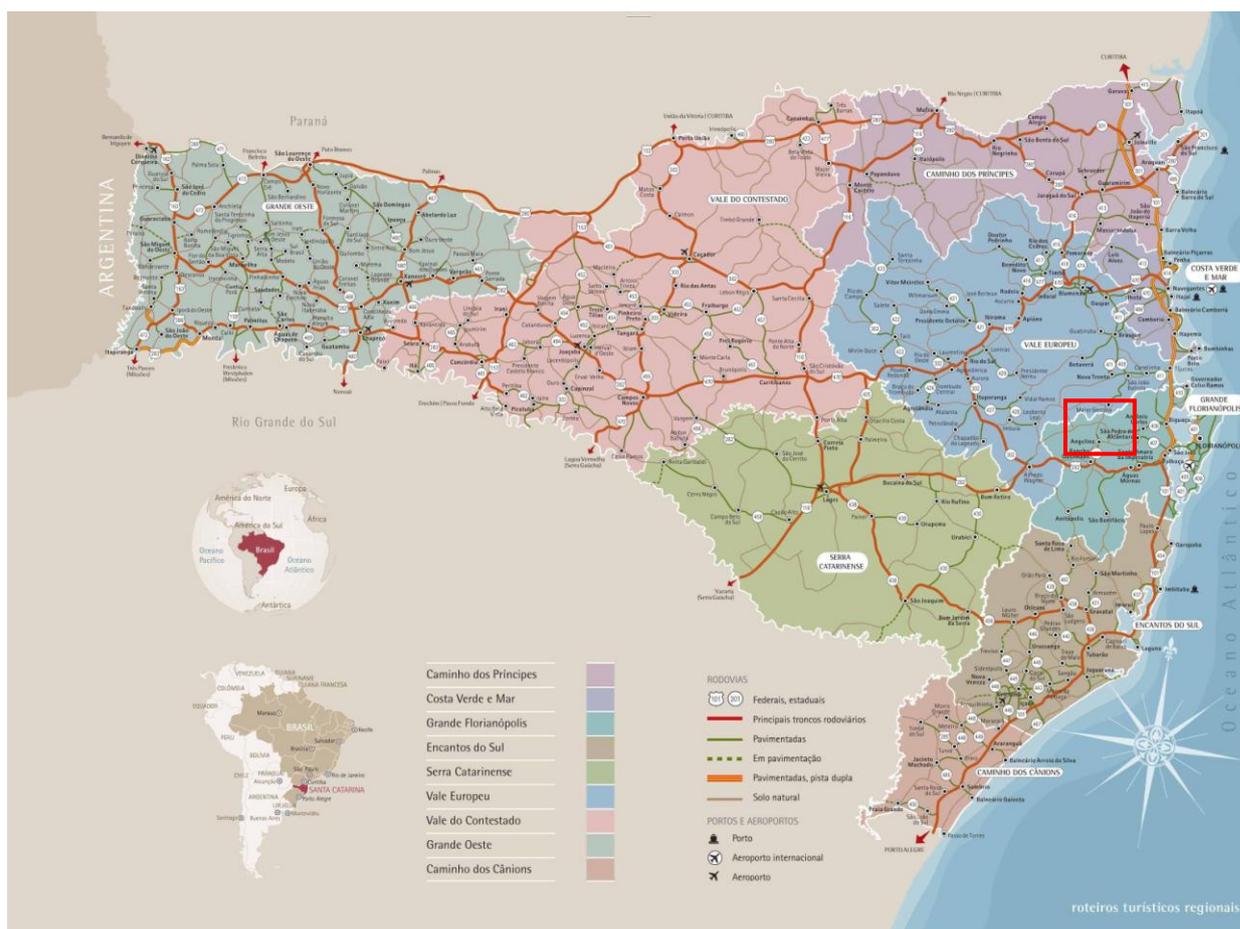


Figura 2 – Mapa do estado de Santa Catarina apresentando as cidades de Angelina e Major Gercino
Fonte: EDITORA LETRAS BRASILEIRAS ([--])¹⁰

Angelina tem 5.250 habitantes e 499.949 km². Está localizada a 70 km de Florianópolis, capital de Santa Catarina, e sua economia tem como base a agricultura e o turismo. Major Gercino tem 3.279 habitantes e 285.679 km². Major Gercino está a 100 km de Florianópolis e sua economia tem como base a produção de vinho e champanhe¹¹.

A.3. Tecnologias e/ou medidas

As turbinas Francis, usadas no projeto Angelina, são as mais amplamente utilizadas entre as hidroturbinas (Figura 3).

A turbina Francis é um tipo de turbina de reação hidráulica na qual o fluxo sai das pás da turbina na direção radial. São comuns na geração de energia e são utilizadas em aplicações onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica média. A água entra na turbina através de um tanque em espiral e é direcionada para as pás. Então, a água com baixo momento sai da turbina através de um duto conhecido como tubo de sucção. No modelo, a vazão de água é fornecida por uma bomba centrífuga de velocidade variável. Aplica-se uma carga à turbina através de um freio magnético, e o

¹⁰ Disponível em: < <http://www.santacatarinaturismo.com.br/>>. Acessado em 11 de maio de 2011.

¹¹ IBGE (2011). Banco de dados – Cidades. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Disponível em <<http://www.ibge.gov.br/cidadesat/topwindow.htm?1>>.

torque é medido observando-se a deflexão de molas calibradas. O desempenho é calculado comparando-se a energia de saída com a energia fornecida.



Figura 3 - Exemplo de uma turbina Francis

Fonte: Hidroenergia ([--])¹²

Conforme mencionado anteriormente na seção A.2., na ausência da atividade do projeto toda a energia seria fornecida por outras plantas da rede interligada. Portanto, o cenário da linha de base é identificado como a continuidade da situação atual (anterior) de eletricidade. Antes da implementação da atividade do projeto não existia nenhuma hidrelétrica em operação no mesmo local da atividade do projeto. Concluindo, o cenário da linha de base e o cenário sem a atividade do projeto são os mesmos.

O equipamento e a tecnologia utilizados no Projeto Angelina foram aplicados de forma bem-sucedida a projetos semelhantes no Brasil e no mundo. A descrição técnica é a seguinte de acordo com as etiquetas dos equipamentos:

Tabela 1 – Descrição técnica do projeto Angelina

<i>Turbinas</i>		
	Francis	
Quantidade	2	1
Potência nominal (kW)	12.890	1.340
Rotação (rpm)	600	600
Fabricante	Voith Siemens	Hacker
<i>Geradores</i>		
Tipo	síncronos, trifásicos, eixo horizontal	
Quantidade	2	1
Potência (kVA)	13.900	1.412
Fator de potência (%)	90	
Tensão nominal (kV)	13,8	3.3
Frequência (Hz)	60	
Rotação (rpm)	600	
Fabricante	WEG Equipamentos Elétricos S.A.	

¹² Disponível em: <http://www.hidroenergia.com.br/br/index.php?i=turbina-francis>. Acessado em 30 de janeiro de 2012.

É importante mencionar que os equipamentos principais usados no projeto Angelina foram produzidos no Brasil. Isso contribui para o desenvolvimento do setor energético, resultando em mais pesquisas e aumentando a capacidade do setor industrial.

A.4. Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitriã) indica uma parte anfitriã	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Lumbrás Energética S.A. (entidade privada)	não
	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (entidade privada)	

A.5. Financiamento público da atividade do projeto

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

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

B.1. Referência da metodologia

ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 13.0.0)¹³.

A ACM0002 referencia as versões mais recentes aprovadas das seguintes ferramentas:

- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 2.2.1);
- Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (versão 6.0.0);
- Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis (versão 2.0.0).
- Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade (versão 4.0.0).

Para avaliar e demonstrar a adicionalidade das atividades de projeto, a ACM0002 referencia a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (Ferramenta de adicionalidade) e a “Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade” (Ferramenta combinada). No entanto, a Ferramenta combinada não é aplicável a instalações totalmente novas onde a geração poderia ser fornecida por outras instalações existentes, que é o caso da atividade do projeto

¹³ Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved.html>>.

proposta¹⁴. Portanto, a Ferramenta de adicionalidade foi usada para demonstrar e avaliar a adicionalidade do projeto.

Além disso, como não existem emissões de GEE envolvidas no cenário da atividade do projeto, a “Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” não foi aplicada na atividade do projeto proposta.

B.2. Aplicabilidade da metodologia

A metodologia ACM0002 é aplicável a atividades do projeto de geração de energia renovável interligada à rede que (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova) (b) envolvem uma adição de capacidade (c) envolvem uma modernização de planta(s) existente(s) ou (d) envolvem substituição de planta(s) existente(s).

O projeto Angelina é uma nova atividade de projeto de geração de energia renovável interligado à rede instalado em um local onde nenhuma planta de energia renovável era operada antes da implementação do projeto (uma planta totalmente nova), ou seja, a opção (a) acima.

A metodologia também é aplicável sob as seguintes condições:

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

O projeto Angelina é uma pequena central hidrelétrica nova com um reservatório de acumulação com 0,4 km² de área de reservatório.

- No caso de adições de capacidade, modernizações ou substituições (com exceção dos projetos de adição de capacidade para os quais a geração de eletricidade da(s) central(is) elétrica(s) ou unidade(s) existente(s) não é afetada): a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, utilizado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissões da linha de base, e não houve adição de capacidade ou modernização da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto.

Não se aplica.

- No caso de centrais hidrelétricas, pelo menos uma das condições a seguir deve se aplicar:
 - A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes, únicos ou múltiplos, sem qualquer alteração no volume de nenhum dos reservatórios; ou
 - A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes, únicos ou múltiplos, onde o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m² após a implementação da atividade

¹⁴ Informações apresentadas na nota de rodapé 4 da “Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade”.

do projeto; ou

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

O projeto Angelina resulta em um novo reservatório único com densidade de potência de $65,7 \text{ W/m}^2$ (ou seja, maior que 4 W/m^2).

- No caso de centrais hidrelétricas utilizando reservatórios múltiplos onde a densidade de potência de qualquer um dos reservatórios é menor que 4 W/m^2 após a implementação da atividade do projeto, todas as seguintes condições devem se aplicar:
 - A densidade de potência calculada para toda a atividade do projeto utilizando a equação 5 é maior que 4 W/m^2 ;
 - Todos os reservatórios e centrais hidrelétricas estão localizados no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõe a capacidade de geração da central elétrica combinada;
 - O fluxo de água entre os múltiplos reservatórios não é utilizado por qualquer outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto;
 - A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que 4 W/m^2 , é menor que 15 MW;
 - A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que 4 W/m^2 , é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.

Não se aplica.

Além do mais, a atividade do projeto não envolve:

- Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;
- Centrais elétricas alimentadas com biomassa;
- Uma central hidrelétrica que resulta em um novo reservatório único ou no aumento de um reservatório único existente onde a densidade de potência do reservatório é menor do que 4 W/m^2 .
- Modernizações, substituições ou adições de capacidade.

A atividade do projeto também está em conformidade com todas as condições de aplicabilidade apresentadas nas ferramentas mencionadas na seção B.1, como pode ser verificado e confirmado ao analisar as seguintes seções.

B.3. Limite do projeto

Fonte		GEEs	Incluído(a)?	Justificativa/Explicação
Cenário da linha de base	Emissões de CO ₂ decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH ₄	não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	não	Fonte de emissão pequena.
Cenário do projeto	Para centrais elétricas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	CO ₂	não	Não se aplica.
		CH ₄	não	Não se aplica.
		N ₂ O	não	Não se aplica.
	Emissões de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais elétricas geotérmicas	CO ₂	não	Não se aplica.
		CH ₄	não	Não se aplica.
		N ₂ O	não	Não se aplica.
	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	não	Fonte de emissão pequena.
		CH ₄	não	Não existem emissões do reservatório do projeto considerando sua densidade de potência de 65,7 W/m ² , ou seja, maior que 10 W/m ² . No entanto, o patrocinador do projeto irá monitorar a área do reservatório seguindo a ACM0002.
		N ₂ O	não	Fonte de emissão pequena.

Como descrito na metodologia ACM0002, a extensão espacial do limite do projeto inclui a central elétrica do projeto e todas as centrais interligadas fisicamente ao sistema elétrico, ao qual a central elétrica do projeto de MDL está conectada.

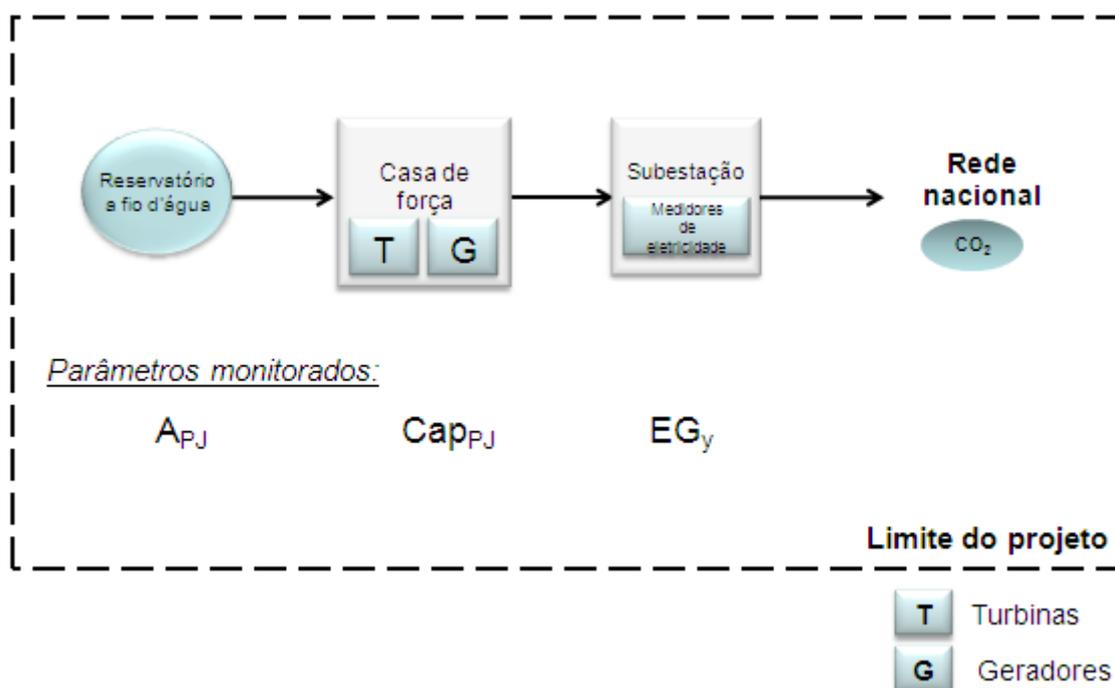


Figura 4 - Limite do Projeto da atividade do projeto

B.4. Determinação e descrição do cenário da linha de base

A atividade do projeto não modifica nem moderniza nenhuma unidade geradora de eletricidade existente. Portanto, de acordo com a ACM0002, o cenário da linha de base é o seguinte:

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

Na ausência da atividade do projeto, toda a energia seria fornecida por outras plantas da rede interligada. A atividade do projeto reduz as emissões de GEE que seriam geradas (e emitidas) na ausência do projeto, evitando a geração de eletricidade por fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂). De acordo com a ANEEL¹⁵, 67,78% da capacidade instalada do Brasil é composta por grandes centrais hidrelétricas e 26,74 % por usinas termelétricas.

B.5. Demonstração de adicionalidade

(i) Definição da data de início do projeto

O Glossário de termos do MDL define a data de início da atividade do projeto de uma atividade de projeto não F/R como “a primeira data em que tem início a implementação ou construção ou medida

¹⁵ ANEEL (2011). Banco de Informações de Geração – (BIG). Capacidade de geração do Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>.



real de uma atividade de projeto”. Considerando essa definição, o Relatório da 41ª Reunião do CE do MDL¹⁶ esclareceu que:

“a data de início deve ser considerada a data na qual o participante do projeto se comprometeu a arcar com despesas relacionadas à implementação ou à construção da atividade do projeto. Essa, por exemplo, pode ser a data de assinatura dos contratos de equipamentos ou de serviços de construção/operação necessários para a atividade do projeto. Despesas menores pré-projeto, como, por exemplo, a contratação de serviços/pagamento de honorários para estudos de viabilidade ou pesquisas preliminares, não devem ser consideradas na determinação da data de início, pois não indicam necessariamente o começo da implementação do projeto”.

A partir da definição acima, os participantes do projeto analisaram a linha do tempo da atividade do projeto:

Tabela 2 – Linha do tempo do projeto

Data	Ação
05/09/2007	Emissão da Licença de Instalação
17/12/2007	Assinatura do contrato EPC ¹⁷
01/01/2008	Data de início da construção do projeto Angelina
03/11/2008	Assinatura do primeiro Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) ¹⁸
21/07/2009	Assinatura do contrato de financiamento ¹⁹
28/09/2009	Início do comissionamento ²⁰
27/11/2009	Emissão da Licença de Operação
30/09/2010	Operação comercial integral (todas as unidades geradoras) ²¹

Considerando a linha do tempo acima, a data de início do projeto é a data do contrato EPC, ou seja,¹⁷ de dezembro de 2007.

Todos os documentos relacionados às datas apresentadas na linha do tempo acima estão disponíveis com os participantes do projeto e serão apresentados mediante solicitação.

¹⁶ A 41ª Reunião do CE do MDL foi realizada de 30 de julho a 2 agosto de 2008. Veja o Relatório da Reunião disponível no website da UNFCCC: <<http://cdm.unfccc.int/>>.

¹⁷ Contrato assinado entre o Consórcio Lumbrás Energética e a Engevix Engenharia S.A. em 17 de dezembro de 2007.

¹⁸ Contrato assinado entre a Lumbrás Energética S.A. e a Seara Alimentos

¹⁹ Contrato assinado entre a Lumbrás Energética S.A. e o BNDES em 21 de julho de 2009.

²⁰ Portaria ANEEL nº 3.610 emitida em 23 de setembro de 2009. Disponível no website da ANEEL: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20093610.pdf>>.

²¹ Portaria ANEEL nº 485 emitida em 01/03/2010 (UG 2), disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2010485.pdf>

Portaria ANEEL nº 633 emitida em 15/03/2010 (UG 1), disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2010633.pdf>

Portaria ANEEL nº 2.868 emitida em 29/09/2010 (UG 3), disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20102868.pdf>

(ii) Demonstração da consideração anterior do MDL

O “Procedimento do Ciclo do Projeto do MDL” afirma que:

“Para as atividades do projeto com data de início anterior a 2 de agosto de 2008, para as quais o DCP não foi publicado para consulta pública internacional ou a data de início é anterior à data da publicação do DCP para consulta pública internacional, de acordo com o parágrafo 16 abaixo, os participantes do projeto fornecerão informações para demonstrar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade do projeto, de acordo com o “Padrão de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo” à EOD, que realiza a validação da atividade do projeto do MDL proposta.

O DCP do projeto foi publicado para consulta pública internacional no período de 2^{de} novembro de 2007 a 1^{de} dezembro de 2007 considerando a ACM0002 (versão 6) e, depois disso, de 16 de fevereiro de 2008 a 16 de março de 2008 considerando a ACM0002 (versão 7). Portanto, a publicação do DCP para o processo de comentário público internacional é anterior à data de início do projeto.

Para demonstrar que os incentivos do MDL foram considerados desde o início do projeto Angelina, o histórico do processo de MDL é apresentado a seguir.

Tabela 3 – Histórico do processo de MDL da atividade do projeto Angelina

Data	Ação
01/11/2007	Aceitação da proposta de serviços de validação do MDL emitida pela SGS do Brasil Ltda.
01/11/2007 a 01/12/2007	Processo de comentário público internacional do projeto considerando a ACM0002 (versão 6)
07/01/2008	Visita de validação do MDL
16/02/2008 a 16/03/2008	Processo de comentário público internacional do projeto considerando a revisão da ACM0002 (versão 7)
26/11/2008	Emissão do Relatório de Validação do MDL final pela EOD contendo um parecer positivo
27/01/2009	Emissão da Carta de Aprovação pela AND brasileira afirmando que o projeto Angelina contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião
09/02/2009	Envio da solicitação de registro do projeto Angelina
28/05/2009	Recebimento da solicitação de análise pelo CE do MDL
04/06/2009	Emissão do Relatório de Validação do MDL revisado pela EOD contendo um parecer positivo
05/06/2009	Disponibilidade da resposta dos participantes do projeto à EOD
24/07/2009	Recebimento da solicitação de esclarecimento durante o status “em análise” pelo CE do MDL
01/08/2009	Disponibilidade da documentação de apoio à EOD
03/08/2009	Emissão do Relatório de Validação do MDL revisado pela EOD contendo um parecer negativo



03/08/2009	Retirada da solicitação de registro do projeto pela EOD
29/12/2009	A Lumbrás Energética S.A. enviou uma carta para a SGS do Brasil Ltda. solicitando orientação para os procedimentos necessários para enviar o projeto Angelina para o registro sob o MDL
14/01/2010 – 16/03/2010	Recebimento das propostas de validação de MDL e VCS da Det Norske Veritas (DNV) e TÜV Rheinland
23/03/2010	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (EQAO) emitiu proposta comercial para serviços de assessoria de MDL para o projeto Angelina
18/11/2010 – 22/11/2010	Recebimento das propostas de validação de MDL da Det Norske Veritas (DNV) e RINA Services S.p.A.
28/02/2011	A EQAO emitiu uma proposta comercial revisada para serviços de assessoria de MDL para o projeto Angelina
13/05/2011	A EQAO solicitou propostas de validação de MDL às EODs para o projeto Angelina
27/05/2011 – 30/05/2011	Recebimento das propostas de validação de MDL da Det Norske Veritas (DNV) e RINA Services S.p.A.
15/02/2012	Assinatura do contrato entre a Lumbrás Energética S.A. e EQAO para o desenvolvimento e registro do projeto Angelina sob o MDL

É importante mencionar que a Lumbrás Energética S.A. apresentou ao *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)* uma solicitação de financiamento incluindo, entre outras informações (histórico do patrocinador do projeto, descrição técnica, dados financeiros, garantias e outros), informações sobre como o projeto contribuiria para o desenvolvimento sustentável através da geração de energia renovável e, portanto, o projeto poderia gerar créditos de carbono no âmbito do MDL do Protocolo de Quioto. A solicitação de financiamento está datada de 5 de setembro de 2007²².

O conhecimento dos possíveis benefícios do MDL também pode ser demonstrado pela experiência da Brookfield Energia Renovável S.A. (anteriormente conhecida como Brascan Energética S.A.) com os outros 5 projetos de MDL registrados desde 2006, que incluem 11 pequenas centrais hidrelétricas:

- Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Palestina - Brascan Energética Minas Gerais S.A. (BEMG) (0477);
- Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Nova Sinceridade - Brascan Energética Minas Gerais S.A. (BEMG) (0543);
- Pequenas Centrais Hidrelétricas de Passo do Meio, Salto Natal, Pedrinho I, Granada, Ponte e Salto Corgão - Brascan Energética S.A. (0519);
- Atividade do Projeto das Pequenas Centrais Hidrelétricas de Cachoeira Encoberta e Triunfo - Brascan Energética Minas Gerais S.A. (BEMG) (0520);
- Rialma Companhia Energética I S.A. - Pequena Central Hidrelétrica de Santa Edwiges I - Projeto de MDL de pequena escala (0830)

²² Denominada Consulta Prévia.



Atualmente, a Brookfield Energia Renovável S.A. possui uma página da Web em sua intranet dedicada a créditos de carbono e seus projetos de MDL. O conhecimento dos incentivos do MDL foi o ponto-chave para a tomada de decisão de implementar a atividade do projeto proposta.

(iii) Atendimento das exigências apresentadas na “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”

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

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

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade do projeto:

Cenário 1: A alternativa à atividade do projeto é a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida pelas centrais elétricas existentes do sistema interligado.

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

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias:

As duas alternativas, a atividade do projeto e o cenário alternativo, estão em conformidade com todas as normas, de acordo com as seguintes entidades:

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Ministério de Minas e Energia (MME);
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- Agência ambiental de Santa Catarina - Fundação do Meio Ambiente (FATMA);
- O Conselho Executivo do MDL.

Para obter informações detalhadas sobre as normas às quais a atividade do projeto e os cenários propostos estão em conformidade em relação às Normas brasileiras nos setores elétrico e ambiental, consulte a Seção B.7.2 – Descrição do plano de monitoramento – e a Seção D.1 – Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive impacto transfronteiriço – acima, que descreve os procedimentos estabelecidos pelo ONS aplicados pela atividade do projeto e as normas e leis ambientais aplicáveis.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 2

Passo 2. Análise de investimentos

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado

Como a atividade do projeto gera outro benefício financeiro além da receita relacionada ao MDL (venda de energia) não foi possível escolher a Opção I. A Opção III é mais adequada em comparação com a Opção II porque não existem outras opções de investimento da perspectiva do proprietário do projeto. Portanto, a adicionalidade é demonstrada aqui através de uma análise de benchmark de investimento (opção III).

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

O indicador financeiro identificado para o projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto. A TIR será comparada com o benchmark apropriado do setor elétrico (de acordo com o parágrafo 12, Anexo 5, EB62), que é o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC).

Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC)

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

O cálculo do CMPC é feito com base em parâmetros padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do desenvolvedor deste projeto específico. Uma vez que o potencial de energia eólica é descoberto, qualquer entidade corporativa pode obter a autorização do governo para construir uma pequena central hidrelétrica. Além disso, mesmo após os proponentes do projeto obterem essa autorização, ela poderá ser negociada/vendida posteriormente. Portanto, a utilização de um benchmark setorial é aplicável de acordo com a orientação fornecida no parágrafo 13, Anexo 5, EB 62.

O CMPC do setor apresentado aqui foi calculado com base no ano de 2007, que corresponde ao ano em que ocorreu a assinatura do contrato EPC, e que também é considerado o momento da decisão de investimento. De acordo com o EB 6, anexo 5, “Os valores de entrada utilizados em toda a análise de investimentos deverão ser válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento”. O CMPC é igual a 15,53% e foi calculado por meio da fórmula abaixo:

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

We e **Wd** são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor e o **We** é de 36,26% e o **Wd** é de 63,74%. Estes números derivam da alavancagem típica de projetos similares no setor no Brasil, com base nas regras para empréstimos de longo prazo disponíveis junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O BNDES é o maior provedor de empréstimos de longo prazo do país; ele fornece financiamento para projetos de pequena a

grande escala. Empréstimos de longo prazo são raramente oferecidos por bancos comerciais, e geralmente, essas entidades não oferecem uma taxa competitiva em comparação com a do BNDES.

→ *Custo da dívida (Kd)*

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

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

O custo financeiro (**a**) é representado pela TJLP (*Taxa de Juros de Longo Prazo*). A TJLP é um número variável do mercado que avalia a taxa da dívida que deve ser aplicada à parte média que toma empréstimo do BNDES. Este número é a maioria adjacente encontrada na parte da dívida dos tomadores de empréstimo do BNDES. A TJLP tem como base fatores pertencentes às taxas de mercado e o spread de taxas corporativas sobre o risco do governo.

A remuneração do BNDES (**b**) e a taxa de risco de crédito (**c**) são dois outros fatores que compõem a taxa da dívida que as empresas no Brasil encontram via BNDES. A remuneração do BNDES é a taxa fixada pelo BNDES para seus custos administrativos e operacionais, e para sua remuneração. Esta taxa varia de acordo com as políticas do BNDES e é não negociável e é a taxa menos discutível na equação. Com relação à taxa de risco de crédito, todos os anos o BNDES fornece os limites inferior e superior da margem de variação dessa taxa. Ele respeita sua percepção dos riscos e as políticas do banco. Para fins de nosso cálculo e devido ao fato de que está sendo considerado o setor como um todo, estimamos essa taxa obtendo a média do limite superior da margem com a taxa estabelecida para empréstimos para a administração pública direta dos estados e cidades, que é a taxa mais baixa que pode ser fornecida a um investidor privado.

Dois outros componentes do cálculo de **Kd** são a alíquota do imposto marginal (**t**) e a previsão da inflação (π). No cálculo de **Kd**, a alíquota do imposto marginal (**t**) é multiplicada pelo Custo da dívida e depois pela razão dívida/custo total do capital para determinar a parte da dívida da fórmula do CMPC. No caso do Brasil, e especificamente dos projetos de energia, esse fator do imposto pode ser 34% ou 0%. Isso é decidido pelo tipo específico do projeto e pelo regime de impostos no qual ele se enquadra. No caso de Angelina, **t** = 0%, pois o regime tributário utilizado pelo patrocinador do projeto é o *lucro presumido*.

Para serem elegíveis ao Lucro Presumido, as receitas das entidades corporativas devem ser inferiores a R\$ 48 milhões por ano (Artigo 13, Lei n° 9.718/1998)²³.

No sistema de Lucro Presumido, 8% das vendas brutas além das receitas/ganhos financeiros são usados como base para o cálculo do imposto de renda. Aplica-se a esse valor uma taxa de 25%, resultando no valor final do imposto de renda. Para o cálculo da contribuição social, 12% das vendas

²³ Informações disponíveis ao público no endereço eletrônico:
<<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/Ant2001/lei971898.htm>>.

brutas além das receitas/ganhos financeiros são usados como base de cálculo. Aplica-se a esse valor uma taxa de 9%, resultando no valor final da contribuição social (conforme o Artigo 518 do Decreto Federal 3000, de 26 de março de 1999)²⁴.

Tabela 4 – Imposto de Renda e Contribuição Social (cálculo ilustrativo)

Imposto de Renda	\$
Faturamento bruto	1.000
Imposto de renda para lucro presumido (8%)	80
Receitas financeiras	500
Total do imposto de renda para lucro presumido	580
Imposto de renda devido (25%)	145

Contribuição Social	\$
Faturamento bruto	1.000
Contribuição social para lucro presumido (12%)	120
Receitas financeiras	500
Total da contribuição social para lucro presumido	620
Contribuição social devido (9%)	55,80

Fonte: KPMG. Investimentos no Brasil: Imposto. (2008)²⁵

Portanto, uma entidade corporativa que opte pelo esquema de lucro presumido paga a mesma alíquota de imposto de renda e contribuição social, sem importar seus custos, despesas, outros itens monetários, como juros a pagar, e itens não monetários, como depreciação, porque esses elementos não são dedutíveis nesse sistema.

A taxa nominal obtida para a dívida é usada para calcular o CMPC nominal, que é usado para descontar projeções do fluxo de caixa nominal. Para obter a taxa do fluxo de caixa real, o número da meta para a inflação (π) no Brasil é reduzido do número nominal obtido. O π é obtido do Banco Central do Brasil (www.bcb.gov.br) e tem apresentado uma variação muito pequena nos últimos 5 anos.

Considerando as explicações acima, **Kd** é calculado através da seguinte equação:

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

Tabela 5 – Cálculo do custo da dívida (Kd)

Custo da dívida (Kd)

²⁴ Informações disponíveis ao público no endereço eletrônico: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/L2Parte3.htm>>.

²⁵ KPMG. Investimentos no Brasil: Imposto. São Paulo: Escrituras Editora, 2008. Disponível ao público em inglês no endereço eletrônico

<http://www.kpmg.com.br/publicacoes/livros_tecnicos/Investment_in_Brazil10_out08.pdf>.

(a) <i>Custo financeiro</i> ²⁶	9,21%
(b) <i>Spread do BNDES</i> ²⁷	0,90%
(c) <i>Taxa de risco de crédito</i> ²⁸	3,57%
(a+b+c) <i>Pré-Custo da Dívida</i>	13,68%
(t) <i>Alíquota do imposto marginal</i> ²⁹	0,00%
(π) <i>Previsão da inflação</i> ³⁰	4,50%
<i>Custo da Dívida após o imposto</i>	8.79% a.a.

Todos os dados usados para calcular **Kd** serão apresentados à EOD. A planilha usada para cálculo do CMPC estará disponível com os participantes do projeto e será fornecida à EOD.

→ *Custo do capital próprio (Ke)*

Ke representa a taxa de retorno para os investimentos de capital próprio e é a soma dos seguintes parâmetros:

- Taxa livre de riscos (**Rf**);
- Prêmio de risco do capital próprio (**Rm**);
- Estimativa do prêmio pelo risco país (**Rc**);
- Risco setorial (**β**).

Rf é a taxa livre de riscos. A taxa livre de riscos usada para cálculo do **Ke** foi uma taxa de título de longo prazo. Esse título foi emitido pelo governo dos EUA. Para ajustar a taxa livre de riscos (**Rf**) à taxa de inflação ajustada, foi reduzida a taxa de inflação esperada (dos Estados Unidos) (π'). A inflação é calculada com base no título do Tesouro através dos TIPs spot (Títulos do tesouro norte-americano indexados à inflação) que são prontamente cotados no mercado. O risco setorial é a sensibilidade média de empresas comparáveis neste setor em relação aos movimentos no mercado subjacente. O parâmetro considerado para o risco setorial é o beta “ **β** ”, obtido a partir da correlação entre os rendimentos de empresas dos EUA neste setor e o desempenho dos rendimentos do mercado dos EUA. **β** foi ajustado à alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo tanto riscos estruturais como financeiros. **β** ajusta o prêmio do mercado ao setor.

²⁶ Média de 5 anos da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP). Disponível do website do BNDES:
<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html>.

²⁷ Remuneração do BNDES. Políticas do BNDES. Disponível em
<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/meio_ambiente.html>.

²⁸ Taxa de risco de crédito. Políticas do BNDES. Disponível em
<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/meio_ambiente.html>.

²⁹ Impostos calculados com base em uma porcentagem assumida sobre a receita bruta.

³⁰ Banco Central do Brasil. Metas para a inflação no Brasil. Disponível em:
<<http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf>>

(**Rm–Rf**) representa o prêmio do mercado, ou o retorno mais alto, esperado pelos participantes do mercado devido aos spreads históricos obtidos dos investimentos em capital próprio versus ativos livres de risco, como as taxas de títulos do governo; os investidores exigem um retorno mais alto quando investem em empresas privadas. O prêmio do mercado é estimado com base na diferença histórica entre os retornos do S&P 500 e os retornos dos títulos dos EUA de longo prazo. O spread sobre a taxa livre de riscos é a média da diferença entre esses retornos.

Observe que na fórmula acima existe o fator EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus, ou Índice de Títulos de Mercados Emergentes), considerado como o prêmio pelo risco país, **Rc**. Este fator leva em conta o risco país ou soberano embutido na dívida de um país. Considerando que o EMBI+ relativo ao mercado de dívida livre de riscos dos EUA é 0, então o EMBI+ Brasil seria calculado para o risco adicionado ou reduzido relativo dos mercados de dívida do Brasil em relação aos EUA.

A justificativa da adição do EMBI+ à taxa livre de riscos vem das vastas diferenças com os Estados Unidos em fatores como risco de crédito, histórico de inflação, política, mercados de dívida e outros. Ignorar essas diferenças resultaria na aplicação incorreta de fatores ambientais relevantes no processo de tomada de decisão de um investidor no Brasil.

Como mencionado no cálculo de **Kd**, para obter a taxa do fluxo de caixa real, o número da meta para a inflação (**π**) no Brasil é reduzido do número nominal obtido do Banco Central do Brasil.

Considerando a explicação acima, **Ke** é calculado através da seguinte equação:

$$K_e = [(1 + R_f) / (1 + \pi') - 1] + (\beta \times R_m) + R_c$$

Tabela 6 – Cálculo do custo do capital próprio (Ke)

<i>Custo do capital próprio</i>	
<i>(Rf) Taxa livre de riscos</i> ³¹	4,85%
<i>(π') Inflação esperada dos EUA</i> ³²	2,33%
<i>(Rm) Prêmio de risco do capital próprio</i> ³³	6,57%
<i>(β) Risco Setorial</i> ³⁴	3,11%
<i>(Rc) Estimativa do prêmio pelo risco país</i> ³⁵	4,52%
<i>Custo do capital próprio com o risco-país do Brasil</i>	27,38% a.a.

³¹ Rendimento do Tesouro dos EUA em 30 anos. Disponível no website de Damodaran: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

³² Notas do Tesouro dos EUA de 10 anos menos TIPS. Disponível no website do Federal Reserve dos EUA: <<http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm>>.

³³ Prêmio histórico do S&P500 em relação ao título do tesouro dos EUA de 10 anos. Disponível no website de Damodaran: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

³⁴ Beta médio ponderado do mercado das empresas de energia elétrica dos EUA, realavancado para a alavancagem brasileira. Disponível no website de Damodaran: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

³⁵ Índice de Títulos da Dívida de Mercados Emergentes + Brasil. Índice calculado pela JPMorgan. Disponível em: <http://www.cbonds.info/all/eng/index/index_detail/group_id/1/>.

Todos os dados usados para calcular **Ke** serão apresentados à EOD. A planilha usada para cálculo do CMPC estará disponível com os participantes do projeto e será fornecida à EOD.

Considerando os valores apresentados anteriormente, temos o seguinte:

$$\text{CMPC} = 63,74\% \times 8,79\% + 36,26\% \times 27,38\%$$

$$\text{CMPC} = 15,53\%$$

Subpasso 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Como mencionado acima, o indicador financeiro identificado para o projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto levando-se em consideração uma avaliação de um período de 20 anos³⁶. O parágrafo 3 das “Diretrizes sobre a Avaliação de Análise de Investimentos” (EB 62, Anexo 5), declara que “o período de avaliação não deve ser limitado ao período proposto de obtenção de créditos da atividade de projeto do MDL (...). Em geral, um período mínimo de 10 anos e máximo de 20 anos será apropriado”. Levando em consideração que a vida útil operacional esperada de uma pequena central hidrelétrica é maior que 20 anos, o valor justo dos títulos da atividade do projeto foram incluídos no fim do fluxo de caixa do projeto.

A TIR da atividade de projeto da PCH *Angelina* é 11,58% e foi calculada com base nos valores de entrada aplicáveis e disponíveis no momento da decisão de investimento tomada pelos participantes do projeto de acordo com o parágrafo 6 do Anexo 5, EB 62. Levando-se em consideração que a assinatura do Contrato EPC ocorreu em 17 de dezembro de 2007 e que isso representa o primeiro comprometimento dos participantes do projeto para a implementação do projeto *Angelina*, a decisão de investimento do projeto é definida com base nos dados e parâmetros disponíveis à época.

A tabela apresentada abaixo fornece um resumo dos valores principais de entrada assim como uma breve fonte de dados da PCH *Angelina*.

Tabela 7: Descrição e a justificativa dos dados utilizados na análise de investimento.

Parâmetro	PCH Angelina	Justificativa/fonte das informações usadas
Capacidade instalada (MW)	26,3	Com base no despacho da ANEEL nº. 3.470 ³⁷ , datado de 23 de novembro de 2007.
Energia Assegurada (MW _{med})	16,64	Valor apresentado no Projeto Básico Otimizado (revisado) preparado pela Engevix em agosto de 2006. Este parâmetro é utilizado para estimar a eletricidade gerada pela planta.
Fator de Capacidade da Planta (%)	63,27	Determinado ao dividir a energia assegurada pela capacidade instalada total da PCH <i>Angelina</i> , ambos parâmetros apresentados acima. Este parâmetro é usado para estimar a eletricidade gerada pela planta.
Tarifa da eletricidade (R\$/MWh)	134,99	A tarifa da eletricidade para pequenas centrais hidrelétrica do 1º Leilão de Fontes Alternativas - LFA conduzido pelo governo

³⁶ O período máximo de avaliação é o recomendado pela orientação 3, Anexo 5, EB 62. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf>.

³⁷ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20073470.pdf>



		brasileiro em 18 de junho de 2007.
TUSD (R\$/kW.mês)	100% de 2,54	No Brasil, os produtores de eletricidade que utilizam fontes renováveis recebem um desconto de 50% na TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição). Esse desconto visa aumentar os investimentos em projetos de energia renovável e deverá ser considerado como política do Tipo E-, como definido no Anexo 3, EB 22. Além disso, de acordo com este esclarecimento, não é necessário considerar as políticas do tipo E- ³⁸ no desenvolvimento do cenário da linha de base, se implementado após 11 ^{de} novembro de 2001. A redução da taxa TUSD foi estabelecida pela Lei nº. 10.438, datada de 26 de abril de 2002 ³⁹ . Portanto, o desconto não será levado em consideração. O valor utilizado na análise de investimento se baseia na Resolução ANEEL nº 529 ⁴⁰ , datada de 6 de agosto de 2007.
Taxa TFSEE (R\$/kW)	289,22	Corresponde ao valor fixo pela ANEEL para a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE implementada pela Lei No. 9.427, de 12 de dezembro de 1996 e regulado pelo Decreto Nº. 2.410 emitido em 28 de novembro de 1997. A TFSEE busca compor a receita da ANEEL para cobrir seus custos administrativos e operacionais. O valor aplicado para a TFSEE tem como o base o Despacho nº. 141 ⁴¹ , datado de 24 de janeiro de 2007.
Custos Operacionais(O&M, Impostos Imobiliários, Aluguel da Água, Despesas com o Meio Ambiente, Despesas Administrativas (R\$/MWh)	13,52	As despesas com O&M, Impostos Imobiliários, Aluguel da Água, Despesas com o Meio Ambiente, Despesas Administrativas foram determinadas com base na experiência do patrocinador do projeto com outros projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Por favor, consulte a planilha “O&M 2007.xls” para verificar o parâmetro aplicado.
Valor residual (R\$ 1.000)	54.371	Com base na Resolução da ANEEL nº. 002, datado de 24 de dezembro de 1997 e Instrução Normativa SRF nº. 162, datada de 31 dezembro de 1998.
Investimento (R\$ 1.000.000)	123,7	Carta de solicitação de financiamento enviada ao BNDES. Esta carta é datada de 5 de setembro de 2007 e a confirmação de recebimento de 10 de setembro de 2007. De acordo com “Carta Consulta Prévia BNDES.pdf”, o investimento total do

³⁸ Pelo parágrafo 6.b) do Anexo 3, EB 22, políticas Tipo E- são *políticas ou normas nacionais e/ou setoriais que dão vantagens comparativas às tecnologias menos intensivas em emissões sobre as tecnologias mais intensivas em emissões (p.ex., os subsídios públicos para promover a difusão de energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética).*

³⁹ Disponível em português em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200210438.pdf>>. Acessado em 28/04/2011.

⁴⁰ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007529.pdf>

⁴¹ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2007141.pdf>



		projeto Angelina é R\$ 89,3 milhões de financiamento (BNDES) e R\$ 34,4 milhões de capital privado (o patrocinador do projeto).
TIR (%)	11,58	Veja a planilha de TIR em anexo.
CMPC (%)	15,53	Veja a planilha de TIR em anexo.

A TIR do projeto, conforme apresentada à EOD, é de 11,58%. Este número mostra que a TIR do projeto é menor que o CMPC do setor – 15,53% – o benchmark. Consequentemente, é evidente que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor.

O fluxo de caixa da atividade do projeto foi entregue à EOD em um anexo separado deste MDL-DCP. Todos os documentos usados como prova dos valores apresentados no fluxo de caixa do projeto foram submetidos à EOD e estão disponíveis com os Participantes do Projeto.

Subpasso 2d. Análise de sensibilidade

Foi realizada uma análise de sensibilidade alterando-se os seguintes parâmetros:

- Aumento na geração de eletricidade, que pode aumentar as receitas do projeto;
- Aumento na tarifa de eletricidade, que também pode influenciar as receitas do projeto;
- Diminuição nos investimentos esperados, o que pode reduzir os custos operacionais;
- Diminuição dos custos de O&M, o que também pode reduzir os custos operacionais do projeto. .

Estes parâmetros foram selecionados por serem os com maior probabilidade de oscilar ao longo do tempo. Além disso, estas variáveis constituem mais que 20% do total de custos do projeto ou do total de receitas do projeto de acordo com o parágrafo 20 do Anexo 5, EB 62. Como verificado no fluxo de caixa da PCH *Angelina*, a receita é obtida exclusivamente da geração de energia. Por isso, a análise de sensibilidade realizada considerando a variação na geração de eletricidade e a tarifa de eletricidade corresponde a mais de 20% das receitas totais.

O investimento, também considerado na análise de sensibilidade, corresponde ao investimento total da PCH e o custos de O&M representam aproximadamente 70% das despesas operacionais da PCH *Angelina*. Portanto, estes parâmetros foram levados em consideração na análise de sensibilidade do projeto.

De acordo com o parágrafo 21 do Anexo 5, EB 62, a análise financeira foi realizada alterando cada um destes parâmetros em 10% e avaliando qual era o impacto na TIR do projeto. Os resultados são apresentados na Tabela 11 abaixo.

É importante observar que a inflação no Brasil em 2007 (no momento da decisão de investimento) era igual a 4,46% e em 2010 (no momento do início da operação do projeto) era igual a 5,9%. Este valor é similar a meta para a inflação esperada para o Brasil entre 2005 e 2012 (4,5%)⁴². Portanto, o uso de 10% de variação, cerca de duas vezes a taxa de inflação, na variação de custos e receitas da atividade do projeto foi escolhido como um valor muito conservador. Os resultados da análise de sensibilidade são mostrados na tabela a seguir.

⁴² A meta para a inflação no Brasil é publicada pelo Banco Central do Brasil. Disponível em <<http://www.bcb.gov.br/pec/metad/InflationTargetingTable.pdf>>.

Tabela 8 – Resultados da análise de sensibilidade realizada para o projeto Angelina

Cenário	% de alteração	TIR (%)
Original	-	11,58
Aumento na tarifa de eletricidade	10%	13,17
Aumento na tarifa de geração de eletricidade		13,00
Redução nos custos do operacionais		11,75
Redução do investimento do projeto		13,14

Como pode ser observado, a TIR do projeto não ultrapassa o benchmark considerando-se uma variação de 10% dos parâmetros selecionados.

Além disso, de acordo com a "Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos", sempre que um cenário resultar em uma TIR mais alta que o benchmark, uma avaliação sobre a probabilidade da respectiva ocorrência deverá ser apresentada. Embora em nenhum dos cenários apresentados acima a TIR alcance ou ultrapasse o benchmark, os participantes do projeto também conduziram uma análise de sensibilidade alterando cada parâmetro até a TIR alcançar o benchmark (15,53%) e analisaram a probabilidade da ocorrência destes cenários. Os resultados desta análise de sensibilidade são apresentados e discutidos abaixo.

Tabela 9: Cenários em que a TIR do projeto é igual ao benchmark (15,53%).

Cenário	Variação do parâmetro até a TIR alcançar o benchmark	Parâmetro revisado
<i>Original</i>	-	-
Aumento na tarifa de eletricidade	25,10%	R\$ 168,87/MWh
Aumento na tarifa de geração de eletricidade	28,10%	186.727 MWh/ano
Redução do investimento do projeto	22,35%	R\$ 96.054 1000/MWh
Redução dos custos operacionais	232,50%	- R\$ 17,91 /MWh

Em relação aos custos operacionais, foi considerado um valor de R\$ 13,52/MWh para o projeto Angelina no momento da decisão de investimento com base nos custos operacionais de pequenas centrais hidrelétricas do grupo patrocinador do projeto. Para a TIR (11,58%) atingir a benchmark (15,53%), a variação do parâmetro de custos operacionais deveria ser de 232,50% resultando em - R\$ 17,91/MWh. Uma vez que não é razoável considerar custos operacionais negativos, este cenário não será analisado abaixo.

É importante mencionar que o total dos custos operacionais incorridos para o projeto Angelina é de R\$ 14,14/MWh, como pode ser observado na Declaração Financeira de 2010 da *Lumbrás Energéticas S.A.* Este valor é cerca de 4% maior do que o valor estimado no momento da decisão de investimento do projeto. Portanto, uma redução nos custos operacionais não é um cenário razoável no contexto da atividade de projeto proposta, o que de fato, não ocorreu.

A probabilidade da ocorrência dos cenários apresentados na Tabela 12 é descrita abaixo:

(a) Aumento na tarifa de eletricidade

O preço da energia utilizado na análise de investimento é de R\$ 134,99/MWh com base nos resultados do 1º *Leilão de Fontes Alternativas (LFA)* para pequenas centrais hidrelétrica, que aconteceu em 18 de junho de 2007 e foi conduzido pela *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*.

De acordo com a CCEE, "o critério da menor tarifa é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Mega-Watt hora para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras". O resultado de uma participação bem-sucedida nesse tipo de leilão público é a assinatura de um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, chamado CCEAR (*Contrato de Concessão de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado*).

Considerando um aumento de 25,10% no preço da energia para que a TIR alcance o benchmark, o preço seria de R\$ 168,87/MWh. Entretanto, os resultados de outros *Leilões de Energia Nova* para o fornecimento de energia, demonstram que o preço de R\$ 168,87/MWh não seria razoável, como verificado na tabela abaixo.

Tabela 10: Leilões de energia para novos projetos de 2008 a 2011.

<i>Ano</i>	<i>Preço Médio para Projetos de Energia Hídrica (R\$/MWh)</i>
<i>7º Leilão de Energia (2008)</i>	98,98
<i>8º Leilão de Energia (2009)</i>	144,00
<i>9º Leilão de Energia</i>	CANCELADO
<i>10º Leilão de Energia (2010)</i>	128,23
<i>11º Leilão de Energia (2010)</i>	81,18
<i>12º Leilão de Energia (2011)</i>	102,00
<i>13º Leilão de Energia (2011)</i>	91,20
<i>Média</i>	<i>107,60</i>

Fonte: CCEE (2011)⁴³

De acordo com os preços de energia indicados acima, não é provável que a tarifa de eletricidade para centrais hidrelétricas ultrapassaria R\$ 168,87/MWh. Portanto, é muito improvável que ocorra um aumento na tarifa de eletricidade.

É importante mencionar que o preço atual da energia acordado para o projeto Angelina foi de R\$ 160/MWh (15,63% maior que o preço estimado para a energia). Isso demonstra que o patrocinador do projeto considerou um preço mais baixo da energia no fluxo de caixa, mas um cenário com cerca de R\$ 170/MWh para um TIR igual ao benchmark não é razoável no contexto da atividade do projeto, o que de fato, não ocorreu.

(b) Aumento na geração de eletricidade

A eletricidade gerada por uma pequena central hidrelétrica é determinada multiplicando-se a energia assegurada pelo total de horas em um ano em que a planta permanece operacional. A energia

⁴³ Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=d3caa5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>

assegurada do projeto da PCH *Angelina* levado em consideração no momento da decisão de investimento foi de 16,64 MWmédio. Considerando um aumento de 28,10% na geração de eletricidade até que a TIR alcance o benchmark, a energia assegurada seria de 21,32 MWmédio. Entretanto, a energia assegurada de uma pequena central hidrelétrica não é livremente determinada pelos patrocinadores do projeto, mas estabelecida pela ANEEL, levando-se em consideração pelo menos 30 anos de dados históricos relacionados ao rio do projeto e outros rios, como dados de fluxo, níveis de correnteza e indisponibilidade do rio (compulsória e planejada).

Além disso, de acordo com a legislação brasileira⁴⁴, a concessão e autorização do projeto deverão ter como base a potência instalada e a geração de energia máximas da central elétrica (o projeto não pode ser ineficiente e deve ser implementado da forma mais eficaz possível).

Ao analisar a energia assegurada real do projeto *Angelina*, *ou seja*, 16,67 MWmédio, é identificado um aumento de 0,03 MWmédio. Esta pequena diferença de energia assegurada está relacionada ao arredondamento de números do Projeto Básico Otimizado (revisado) levado em consideração no momento da decisão de investimento.

Considerando as explicações acima, um aumento de 28,10% na geração de eletricidade não é razoável no contexto do projeto, o que de fato, não ocorreu.

(d) Redução no investimento do projeto

O investimento considerado no momento da decisão de investimento é de 123,7 milhões, como apresentado no fluxo de caixa do projeto. Este valor tem como base a solicitação de financiamento do patrocinador do projeto ao *BNDES* (carta "*Carta Consulta Prévia BNDES*") determinado de acordo com a experiência do patrocinador do projeto. Levando-se em consideração uma redução de 22,35% nos investimentos do projeto par que a TIR atinja o benchmark, o investimento total seria de aproximadamente R\$ 96 milhões.

No entanto, o investimento real nos países em desenvolvimento é, geralmente, maior que a estimativa original. Isso pode ser evidenciado a partir da estimativa dos custos e cronogramas de construção nos países em desenvolvimento. Utilizando uma amostra de 125 projetos (59 termelétricas e 66 hidrelétricas), Bacon e Besant-Jones (1998)⁴⁵ indicam que, embora a razão entre custo real e estimado possa ser menor que um (indicando investimento real menor que o estimado), menos de 10% dos projetos analisados tiveram investimentos abaixo daquele previsto. Uma das conclusões é que "*os valores estimados tiveram uma tendência significativamente abaixo dos valores reais*".

É importante mencionar que o investimento real do projeto é de cerca de R\$ 147, ou seja, 19% maior do que o investimento estimado. Portanto, uma redução de 22,35% no investimento do projeto não é razoável no contexto da atividade do projeto, o que de fato, não ocorreu.

A partir da análise conduzida acima, não é provável que a TIR do projeto ultrapasse o benchmark, considerando as hipóteses adotadas pelo patrocinador do projeto no momento da decisão de investimento do projeto. No entanto, é importante mencionar que o projeto *Angelina* está operacional desde 2010, e por este motivo, as informações relacionadas ao investimento total, geração de eletricidade, tarifa de

⁴⁴ Decreto Nº 5.163 do MME, datado de 30 de julho de 2004.

⁴⁵ R. W. Bacon e J. E. Besant Jones (1998). Estimating construction costs and schedules – Experience with power generation projects in developing countries. [Estimativa dos custos e cronogramas de construção - Experiência em projetos de geração de energia em países em desenvolvimento] *Energy Policy* [Política de Energia] vol. 26, no. 4, pág. 317 a 333.

eletricidade e despesas operacionais já estão disponíveis. Portanto, a fim de demonstrar que a atividade do projeto continua adicional, uma nova TIR foi calculada pelos participantes do projeto. Os parâmetros de entrada atuais, a TIR do projeto *Angelina* e a referência dos parâmetros aplicados são apresentados abaixo:

Tabela 11: Análise de sensibilidade considerando os parâmetros de entrada atuais da PCH *Angelina*.

Entrada	PCH <i>Angelina</i>	Referência
Geração de eletricidade (MWh)	146.029	Website da ANEEL ⁴⁶ .
Tarifa de eletricidade (R\$/MWh)	160,00	CCVE assinado entre a Lumbrás Energética S.A. e a Tilibra Produtos de Papelaria Ltda.
Investimento (R\$ 1000)	147.063	Declaração Financeira de 2010 da Lumbrás Energética S.A.
Custos com O&M (1000 R\$/ano)	1.180	Declaração Financeira de 2010 da Lumbrás Energética S.A.
Seguro (1000 R\$/ano)	188	Declaração Financeira de 2010 da Lumbrás Energética S.A.
Despesas administrativas (1000 R\$/ano)	386	Declaração Financeira de 2010 da Lumbrás Energética S.A.
Despesas com meio ambiente (1000 R\$/ano)	161	Declaração Financeira da Lumbrás Energética S.A.
Outros (Aluguel da Água e Impostos Imobiliários) (1000 R\$/ano)	151	Declaração Financeira da Lumbrás Energética S.A.
TUSD (R\$/kW)	1,25	Resolução ANEEL n°. 1.183 ⁴⁷ , datada de 2 de agosto de 2011.
TFSEE – taxa da ANEEL (R\$/kW)	385,73	Despacho ANEEL n° 360 ⁴⁸ , datado de 4 de fevereiro de 2011.
TIR do projeto (%)	12,65	Planilha da análise de sensibilidade

Como verificado acima, mesmo levando em consideração a alteração nos parâmetros de entrada refletindo os dados atuais do projeto de PCH *Angelina*, a TIR do projeto (12,65%) não ultrapassa o benchmark (15,53%) e portanto, o projeto continua adicional.

Resultado: A TIR da atividade do projeto sem que o mesmo esteja registrado como um projeto de MDL, fica abaixo do benchmark para o setor, evidenciando que a atividade do projeto não é financeiramente atrativa para o investidor. Portanto, o cenário 1 seria a alternativa mais plausível à atividade do projeto, *ou seja*, a continuidade da situação atual com a eletricidade adicional fornecida pelas centrais elétricas interligadas à Rede Interligada Nacional. Logo, o conhecimento dos benefícios do registro do MDL foi o ponto-chave na tomada de decisão para implementar a atividade do projeto.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3

Passo 3. Análise de barreiras

⁴⁶ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>

⁴⁷ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/atreh20111183.pdf>

⁴⁸ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/atdsp2011360.pdf>

Não se aplica.

Passo 4. Análise da prática comum

Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta:

De acordo com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”: *“A menos que o tipo do projeto proposto tenha demonstrado ser o “primeiro do seu tipo” (de acordo com o Subpasso 3a) e, para medidas diferentes daquelas listadas no parágrafo 6, os testes de adicionalidade genéricos acima devem ser complementados por uma análise da extensão em que o tipo do projeto proposto (por exemplo, tecnologia ou prática) já foi difundido no setor e região pertinentes (...)*

As medidas listadas no parágrafos 6 da ferramenta são as seguintes:

“Medida (para atividades de redução de emissões) é uma classe ampla de atividades de redução de emissões de gases de efeito estufa que possuem características comuns. Quatro tipos de medidas estão atualmente cobertas:

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

Considerando as medidas apresentadas acima, a atividade de projeto Angelina aplica a opção (b), pois o projeto consiste em uma substituição de geração de eletricidade da rede por geração de eletricidade de fonte hidráulica (pequenas centrais hidrelétricas)⁴⁹.

Além disso, a ferramenta declara que *“os projetos são considerados semelhantes se estão no mesmo país/região e/ou se têm como base uma tecnologia amplamente semelhante, são de escala semelhante, e ocorrem em um ambiente comparável com relação ao marco regulatório, clima de investimentos, acesso a tecnologia, acesso a financiamento etc”.*

Portanto, de acordo com o parágrafo 47 da ferramenta de adicionalidade, o subpasso 4b apresentando o teste de adicionalidade foi aplicado a fim de determinar se o projeto Angelina é considerado ou não uma prática comum na área geográfica aplicável,

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Como a atividade de projeto proposta aplica a opção (b) das medidas descritas no parágrafos 6 da ferramenta de adicionalidade, o teste de adicionalidade apresentado no parágrafo 47 foi aplicado:

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

Aplicando uma faixa de geração de +/-50% do projeto Angelina, somente plantas com capacidade instalada entre 13,1 MW e 39,4 MW deverão ser consideradas. O resultado do **Passo**

⁴⁹ Analogamente ao exemplo apresentado no Anexo 8 do CE 62.

1 mostra que há 336 plantas interconectadas no Sistema Interligado Nacional com capacidade instalada entre 13,1 e 39,4 MW, nos quais 126 são pequenas centrais hidrelétricas, 35 são hidrelétricas, 143 são termelétricas e 32 são plantas eólicas. Todas as plantas são apresentadas na planilha “*Angelina_Common Practice_2012.07.23*” anexada ao DCP.

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

Para realizar a análise do Passo 2, os participantes do projeto consideraram as definições da área geográfica e geração apresentadas na ferramenta metodológica "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade".

(i) Geração/produto

A ferramenta de adicionalidade define geração como "*bens ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis (e.g. clínquer, iluminação, cozinha residencial)*". Portanto, no caso do projeto de PCH Angelina, a geração/produto considerado é identificado como a variação da capacidade instalada definida no **Passo 1** acima, ou seja, entre 13,1 e 39,4 MW de todas as plantas interconectadas no Sistema Interligado Nacional.

(ii) Área geográfica aplicável

A ferramenta de adicionalidade afirma:

"A área geográfica aplicável abrange o país anfitrião inteiro, por padrão; se a tecnologia aplicada no projeto não for específica do país, então a área geográfica aplicável deve ser estendida a outros países". "O participante do projeto pode fornecer a justificativa de que a área geográfica aplicável é menor que o país anfitrião para tecnologias que variam consideravelmente entre locais dependendo das condições locais."

A tecnologia a ser utilizada na atividade de projeto Angelina é aplicada em todo o país anfitrião.

No entanto, alguns aspectos importantes sobre a tecnologia devem ser considerados. O Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599 quilômetros quadrados⁵⁰ (com mais de 4.000 km de distância nos eixos norte-sul e leste-oeste) e seis regiões climáticas distintas: subtropical, semiárida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida). Considerando as condições distintas do clima, a precipitação varia de 500 até mais de 3.000 mm/ano⁵¹. Obviamente, essas variedades climáticas têm forte influência sobre os aspectos técnicos relacionados à implementação de uma pequena central hidrelétrica,

⁵⁰ Disponível em: http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm.

⁵¹ Informações disponíveis ao público no website do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET. Gráfico de normas climatológicas (1961 a 1990): <<http://www.inmet.gov.br/>>.

já que os eventos meteorológicos têm forte influência no processo hidrológico⁵². “O clima afeta todos os principais aspectos do setor de energia elétrica desde o sistema de geração, transmissão e distribuição de eletricidade até a demanda de consumo de energia”⁵³.

Portanto, os participantes do projeto decidiram analisar projetos localizados no mesmo estado da atividade do projeto proposta.

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

Entretanto, as condições climáticas não são a única característica distintiva entre as diversas regiões brasileiras. Para a utilização do sistema de transmissão, a TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) ou TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão) deverá ser aplicada. A tarifa TUSD/TUST varia dependendo do estado onde a central elétrica está interligada. A TUSD/TUST é estabelecida em uma regulamentação da ANEEL e possui um forte impacto na análise financeira de um projeto. Apenas como referência, a TUSD aplicada na análise de investimento do projeto Angelina foi de R\$ 2,54/KW⁵⁴ para o período da análise de investimento, enquanto no estado do Rio Grande do Sul (localizado na mesma região de Santa Catarina) para o mesmo período, o valor foi de R\$ 1,80/kW⁵⁵.

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

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

Considerando a definição apresentada acima, só foi listada a eletricidade gerada por plantas conectadas à rede localizadas no estado de Santa Catarina, cujas capacidades instaladas estão no intervalo de 13,1 MW e 39,4 MW (conforme o cálculo do **Passo 1** acima) e que possuem início da operação comercial anterior a data de início do projeto (ou seja, 17 de dezembro de 2007). Além disso, projetos de MDL registrados e atividades de projeto sob validação foram excluídas desta análise.

⁵² PINTO, J. A. Estudo de indicadores climáticos para a previsão de longo termo de vazões na bacia do Alto São Francisco. Universidade Federal de Minas Gerais: Belo Horizonte, 2005. Disponível em: <<http://www.smarh.eng.ufmg.br/defesas/20D.PDF>>.

⁵³ VESELKA, T. D. Balance power [Equilíbrio de energia]: A warming climate could affect electricity. Geotimes. Earth, energy and environment news [Um clima quente pode afetar a eletricidade. Geotimes. Notícias sobre a Terra, energia e meio ambiente]. American Geological Institute [Instituto Geológico dos EUA]: agosto de 2008. Disponível em: <http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html>.

⁵⁴ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007529.pdf>

⁵⁵ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2006322.pdf>

O resultado do **Passo 2** é apresentado na tabela abaixo:

Tabela 12 – Plantas operacionais no estado de Santa Catarina com capacidade instalada entre 13,10 e 39,4 MW com data de início da operação anterior a 17 de dezembro de 2007.

<i>Pequena Central Hidrelétrica</i>	<i>Capacidade instalada (MW)</i>	<i>Tipo</i>	<i>Data de Início da Operação</i>
<i>Santa Laura</i>	<i>15,00</i>	<i>Pequena central hidrelétrica</i>	<i>Outubro de 2007</i>
<i>Ludesa</i>	<i>30,00</i>	<i>Pequena central hidrelétrica</i>	<i>Agosto de 2007</i>
<i>Flor do Sertão</i>	<i>16,50</i>	<i>Pequena central hidrelétrica</i>	<i>Julho de 2007</i>
<i>Bracinho</i>	<i>15,00</i>	<i>Hidrelétrica</i>	<i>1931</i>
<i>Palmeiras</i>	<i>24,60</i>	<i>Hidrelétrica</i>	<i>1963</i>
<i>Klabin Otacílio Costa (Ex Igaras)</i>	<i>33,75</i>	<i>Termelétrica</i>	<i>Agosto de 2006</i>
<i>Klabin Correia Pinto (Ex. Celucat)</i>	<i>37,88</i>	<i>Termelétrica</i>	<i>Maio de 1969</i>

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

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

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

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

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

(a) Fonte de energia/combustível:

Como afirmado acima, tecnologias diferentes são *tecnologias que proporcionam a mesma geração* e podem diferir entre fonte de energia ou combustível aplicável. Considerando que Angelina é uma pequena central hidrelétrica e gera eletricidade de fonte renovável (água), usinas termelétricas identificadas no **Passo 2**, que entregam a mesma geração ou capacidade que o projeto Angelina não devem ser comparadas à atividade de projeto proposta uma vez que aplicam tecnologias diferentes para gerar eletricidade.

Tabela 13 – Usinas termelétricas na área geográfica aplicável (estado de Santa Catarina) com capacidade instalada entre 13,1 e 39,4 MW.

<i>Pequena Central Hidrelétrica</i>	<i>Capacidade Instalada (MW)</i>	<i>Data de Início de Operação</i>
<i>Klabin Otacílio Costa (Ex Igaras)</i>	<i>33,75</i>	<i>Agosto de 2006</i>
<i>Klabin Correia Pinto (Ex. Celucat)</i>	<i>37,88</i>	<i>Maior de 1969</i>

(b) Tamanho da instalação (capacidade energética):

- Micro (conforme definição do parágrafo 24 da Decisão 2/CRP.5 e parágrafo 39 da Decisão 3/CRP.6);
- Pequena (conforme definição do parágrafo 28 da Decisão 1/CRP.2);
- Grande.

De acordo com a regulamentação brasileira, as hidrelétricas de pequena escala são definidas como plantas com capacidades instaladas entre 1 MW e 30 MW e áreas de reservatório menores que 3 km²⁵⁶. Como declarado acima no **Passo 1**, o projeto Angelina está inserido no contexto da legislação brasileira, e é razoável comparar a atividade do projeto com outras pequenas centrais hidrelétricas, de acordo com a definição de país anfitrião de centrais elétricas de pequena escala (e não com a definição de pequena escala do CE do MDL).

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

(c) Clima de investimento na data da decisão do investimento, entre outros:

- (i) Políticas promocionais

⁵⁶ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 652, emitida em 9 de dezembro de 2003.

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

Considerando as explicações acima, os projetos que tem participado no PROINFA não podem ser comparados com os projetos que não recebem esse tipo de incentivo. Como Angelina não recebe incentivo do PROINFA, os projetos do PROINFA devem ser considerados como tendo uma tecnologia diferente daquela da atividade de projeto proposta.

Tabela 14 – Plantas na área geográfica aplicável (estado de Santa Catarina) com capacidade instalada entre 13,1 e 30 MW com incentivos do PROINFA.

Pequena Central Hidrelétrica	Capacidade instalada (MW)	PROINFA
<i>Santa Laura</i>	15,00	Sim
<i>Ludesa</i>	30,00	Sim
<i>Flor do Sertão</i>	16,50	Sim

(ii) Normas legais

Até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência de capacidade de investimento do estado, o governo iniciou o processo de privatização. No entanto, no final do ano 2000, os resultados ainda eram modestos. Embora outras iniciativas com o objetivo de aumentar a geração de eletricidade no país fossem tomadas entre 1990 e 2003; elas não atraíram novos investimentos para o setor. Em 2003, o governo recém-eleito decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de eletricidade para impulsionar investimentos no setor de energia elétrica. As regras do mercado foram mudadas e novas instituições criadas como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – uma instituição responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico com a função de avaliar, em uma base perene, a segurança do fornecimento de energia elétrica – e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – uma instituição responsável pelo gerenciamento da comercialização de energia elétrica dentro do sistema interligado. Essa

nova estrutura foi aprovada pelo Congresso e publicada em março de 2004⁵⁷. Dado o novo quadro regulatório e o clima de investimento, somente projetos que iniciaram após março de 2004 serão considerados semelhantes à atividade de projeto proposta.

Tabela 14 - Plantas na área geográfica aplicável (estado de Santa Catarina) com capacidade instalada que iniciaram operação comercial antes de 2004.

<i>Pequena Central Hidrelétrica</i>	<i>Capacidade Instalada (MW)</i>	<i>Data de Início de Operação</i>
<i>Bracinho</i>	<i>15,00</i>	<i>1931</i>
<i>Palmeiras</i>	<i>24,60</i>	<i>1963</i>

Em resumo, da explicação e das plantas identificadas no Passo 2 acima, duas delas diferem em fonte de energia/combustível aplicado quando comparadas ao Projeto Angelina (termelétricas *Klabin Otacílio Costa* e *Klabin Correia Pinto*); três delas apresentam incentivos do PROINFA o qual é considerado como política promocional (pequenas centrais hidrelétricas *Santa Laura*, *Ludesa* e *Flor do Sertão*); e outras duas iniciaram operações comerciais antes de abril de 2004 (hidrelétricas *Bracinho* e *Palmeiras*)

Portanto, $N_{diff} = 7$.

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

Como $N_{diff} = 7$ e $N_{all} = 7$:

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

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

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

Resultado: Considerando a pesquisa acima, todos os projetos que iniciaram a operação até 17 de dezembro de 2007 (a data de início do projeto) recebem algum tipo de incentivo (MDL e/ou PROINFA). Esse resultado demonstra que os riscos relacionados a este tipo de projeto são mais altos, como discutido no Passo 2 – Análise de investimentos, e que é necessário um incentivo forte para promover a construção de projetos de energia renovável no Brasil, situação que inclui as pequenas centrais hidrelétricas.

Vale mencionar que 66,78% da geração do Brasil são compostas de grandes centrais hidrelétricas e 26,74 % de usinas termelétricas. Somente 3,32 % da capacidade instalada do Brasil provém de fontes de pequenas hidrelétricas (3,9 GW de um total de 117,5 GW).

⁵⁷ Disponível em: http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm.

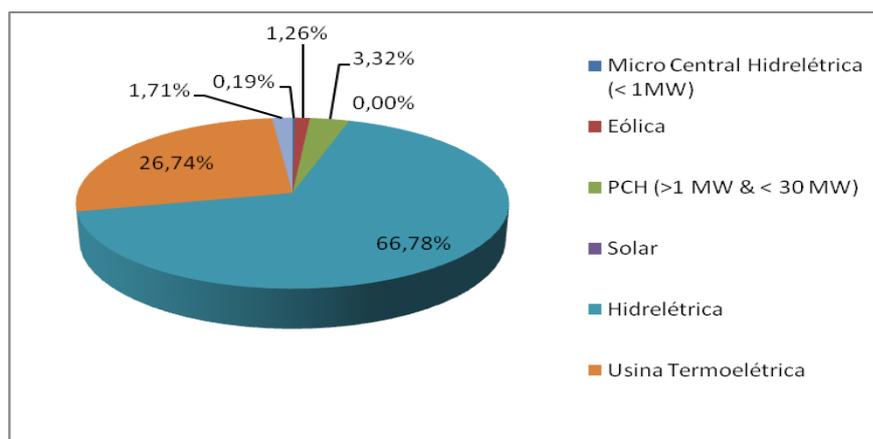


Figura 5 – Projetos de energia em operação no Brasil

Fonte: ANEEL (2011)⁵⁸

Em resumo, esta atividade do projeto claramente não é a prática comum, pois nenhum projeto semelhante iniciou a operação no período mencionado acima sem algum tipo de incentivo. Com o benefício financeiro proveniente das RCEs, espera-se que outros desenvolvedores de projeto se beneficiem dessa nova fonte de receita e que, depois disso, decidam desenvolver esses projetos. O MDL possibilitou que os investidores instalassem pequenas centrais hidrelétricas e vendessem eletricidade à rede.

SATISFEITO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL

B.6. Reduções de emissões

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas

A ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” foi escolhida. A metodologia escolhida é aplicável a projetos de geração de energia renovável interligada à rede como é o caso do projeto Angelina.

Reduções de emissões (ER_y)

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

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (tCO₂e);

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

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

⁵⁸ ANEEL (2011). Banco de Informações de Geração – (BIG). Projetos de energia elétrica em operação no Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>.

Emissões da linha de base (BE_y)

As emissões da linha de base são calculadas utilizando-se a geração anual (eletricidade anual do projeto despachada à rede) vezes a taxa de emissão média de CO₂ da linha de base estimada, conforme:

Geração de energia de projeto monitorada	(MWh)	(A)
Fator da taxa de emissão da linha de base	(tCO ₂ /MWh)	(B)
(A) x (B)	(tCO ₂)	

As reduções de emissões da atividade do projeto (ER_y) durante um determinado ano y são obtidas pela equação a seguir:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

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

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh).

Fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$)

De acordo com a metodologia selecionada aprovada (ACM0002), o fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado usando a ferramenta metodológica “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. De acordo com essa ferramenta, os PPs devem aplicar os seguintes seis passos ao cálculo da linha de base:

PASSO 1 - Identificar os sistemas elétricos relevantes.

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

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

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

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

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

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

De acordo com a ferramenta, o sistema de referência para a atividade do projeto é o sistema elétrico do projeto. Como o projeto Angelina é conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), este sistema é utilizado como sistema de referência para o projeto Angelina. Adicionalmente, a ferramenta afirma que:

"Se a AND do país anfitrião publicou um delineamento do sistema elétrico do projeto e dos

sistemas elétricos interligados, esses delineamentos deveriam ser utilizados. Se esses delineamentos não estiverem disponíveis, os participantes do projeto deverão definir o sistema elétrico do projeto e qualquer sistema elétrico interligado e justificar e documentar suas hipóteses no MDL-DCP”.

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

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

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

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

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

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

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

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

- (a) OM simples ou
- (b) OM simples ajustada ou
- (c) OM da análise dos dados de despacho ou
- (d) OM média.

Considerando que os participantes do projeto optaram por utilizar o período *ex-ante*, a análise dos dados de despacho não é uma opção disponível para o cálculo da margem de operação, já que é aplicável somente para o período *ex-post*. A margem de operação simples poderá ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/inflexíveis⁵⁹ constituírem menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nos valores normais de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A Tabela 17 abaixo mostra a participação da energia hidrelétrica na produção total de eletricidade do Sistema Interligado Nacional. No entanto, os resultados mostram a não aplicabilidade da margem de operação simples à Atividade de Projeto do MDL proposta.

⁵⁹ Baixos custos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar.

Tabela 15 - Participação da geração de energia hidrelétrica no sistema interligado nacional, 2006 a 2010

Ano	Participação de energia hidrelétrica (%)
2006	91,81%
2007	92,79%
2008	88,62%
2009	93,27%
2010	88,77%

Fonte: ONS (2011)⁶⁰

A quarta alternativa, uma margem de operação média, é uma simplificação excessiva e não reflete, de forma alguma, o impacto da atividade do projeto na margem de operação. Assim, a margem de operação simples ajustada será usada no projeto.

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

De acordo com a ferramenta “o fator de emissão da OM simples ajustada ($EF_{grid,OM-adj,y}$) é uma variação da OM simples, em que as centrais elétricas / unidades geradoras (incluindo as importações) são separadas em fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e em outras fontes de energia (m).”

A OM simples ajustada foi calculada com base na geração líquida de eletricidade e em um fator de emissão de CO₂ para cada unidade geradora – ou seja, de forma similar à **Opção A** do método de OM simples – como a seguir:

$$EF_{grid,OM-adj,y} = \left(-\lambda_y \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k EG_{k,y} \times EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \right) \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

$EF_{grid,OM-adj,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação simples ajustada no ano y (tCO₂/MWh)

λ_y = Fator que expressa a porcentagem de tempo em que as unidades geradoras de baixo custo/inflexíveis ficam na margem no ano y

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

$EG_{k,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e alimentada na rede pela unidade geradora k no ano y (MWh)

⁶⁰ Operador Nacional do Sistema Elétrico: Histórico de Geração (2011). Disponível em <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>.

- $EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora m no ano y (tCO₂/MWh)
- $EF_{EL,k,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora k no ano y (tCO₂/MWh)
- m = Todas as unidades geradoras da rede que alimentam a rede no ano y com exceção das de baixo custo/inflexíveis
- k = Todas as unidades geradoras da rede de baixo custo/inflexíveis que alimentam a rede no ano y
- y = O ano relevante conforme a época dos dados selecionados no Passo 3

Determinação de $EF_{EL,m,y}$

Considerando que somente os dados sobre geração de eletricidade e os tipos de combustível usados em cada uma das unidades geradoras estavam disponíveis, o fator de emissão foi determinado com base no fator de emissão de CO₂ do tipo de combustível usado e na eficiência da unidade geradora, de acordo com a **Opção A2** da ferramenta. Foi usada a seguinte fórmula:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,i,y} \times 3.6}{\eta_{m,y}} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

- $EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora m no ano y (tCO₂/MWh)
- $EF_{CO_2,m,i,y}$ = Fator de emissão de CO₂ médio do tipo de combustível i usado na unidade geradora m no ano y (tCO₂/GJ)
- $\eta_{m,y}$ = *Eficiência energética média líquida de conversão da unidade geradora m no ano y (razão)*
- m = Todas as unidades geradoras que alimentam a rede no ano y com exceção das de baixo custo/inflexíveis
- y = O ano relevante conforme a época dos dados selecionados no Passo 3

Determinação de $EG_{m,y}$

As informações usadas para determinar este parâmetro foram fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que é uma fonte oficial, como recomendado pela ferramenta. O ONS é uma entidade de direito privado, não lucrativa, criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) sob supervisão e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)⁶¹.

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

⁶¹ http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx?lang=en

O grupo de amostra de unidades geradoras m usado para calcular a margem de construção consiste no conjunto de adições de capacidade energética do sistema elétrico que abrangem 20% da geração do sistema (em MWh) e que foram construídas mais recentemente (*opção b*), pois esse conjunto de plantas abrange a maior geração anual.

Em termos de período, foi escolhida a **opção 1**. Nesse sentido, a margem de construção foi calculada usando as informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra m quando do envio do MDL - DCP à EOD, *ou seja*, 2010.

O grupo amostral das unidades geradoras m utilizado para calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$) foi determinado de acordo com a diretriz fornecida pela ferramenta, conforme discutido adiante na seção B.6.3. abaixo. A margem de construção foi calculada seguindo a mesma abordagem descrita acima no passo 4.

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

A margem combinada é calculada da seguinte maneira:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM} \quad \text{Equação 3}$$

Onde,

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

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

w_{OM} = Ponderação do fator de emissões da margem de operação (%);

w_{BM} = Ponderação do fator de emissões da margem de construção (%);

Os pesos são determinados pela ferramenta de cálculo do fator de emissão. Pesos alternativos podem ser propostos para consideração do Conselho Executivo, desde que $w_{OM} + w_{BM} = 1$, e os valores aplicados pelos PPs devem ser fixos para um período de obtenção de créditos e podem ser revisados na renovação do período de obtenção de créditos.

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

De acordo com a ACM0002, o cálculo de $EG_{PJ,y}$ é diferente dependendo do caso do projeto como a seguir:

- (a) Plantas totalmente novas (instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede em um local onde nenhuma central elétrica renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto);
- (b) Retrofittings e substituições de uma central elétrica de energia renovável existente;
- (c) Adição de capacidade de uma central elétrica de energia renovável existente.

Como o projeto Angelina é uma nova central hidrelétrica interligada à rede onde nenhuma central elétrica renovável tinha funcionado antes do projeto, Angelina aplica a opção (a). Nesse caso, $EG_{PJ,y}$ é

calculado como a seguir:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano y (MWh)

A quantidade estimada de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede é apresentada na seção B.6.3 a seguir.

Emissões do projeto (PE_y)

A atividade do projeto proposta pode envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Neste sentido, de acordo com a metodologia selecionada para o MDL, estas emissões deverão ser contabilizadas por meio da equação a seguir:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

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

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

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas decorrentes da liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO₂e);

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

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

De acordo com a ACM0002, o uso de combustíveis fósseis para fins de backup ou emergência (p.ex., geradores a diesel) pode ser desprezado. Portanto, no caso da atividade do projeto proposta, $PE_{FF,y} = 0$ tCO₂.

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

Considerando que a atividade do projeto proposta consiste na construção de uma pequena central hidrelétrica, não há emissões de gases não-condensáveis a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas. Portanto, $PE_{GP,y} = 0$ tCO₂e.

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

De acordo com a ACM0002, novos projetos de centrais hidrelétricas com reservatórios devem considerar as emissões do projeto, estimadas da seguinte forma:

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

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \times TEG_y}{1000} \quad \text{Equação 8}$$

Onde:

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto a partir de reservatórios de centrais hidrelétricas no ano y (tCO_2e);

EF_{Res} = Fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios de centrais hidrelétricas, e o valor padrão de acordo com o EB 23 é $90 \text{ kg CO}_2\text{e/MWh}$;

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

- b) Se a densidade de potência (PD) do projeto for maior que 10 W/m^2 , $PE_y = 0$. A densidade de potência da atividade do projeto é calculada da seguinte forma:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad \text{Equação 9}$$

Onde:

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

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

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

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

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

Fugas (LE_y)

As emissões indiretas podem ser consequência da construção do projeto, do transporte de materiais e combustível e de outras atividades a montante. Entretanto, nenhuma fuga líquida significativa dessas atividades foi identificada.

B.6.2. Dados e parâmetros fixados ex-ante



Dado / Parâmetro	$EF_{grid,OM-adj,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação simples ajustada no ano y
Fonte do dado	Publicações oficiais (dados do ONS), valores padrão do IPCC e valores padrão fornecidos pela “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”
Valor(es) aplicado(s)	0,2609
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	O período de cálculo <i>ex-ante</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base.
Comentário adicional	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção B.6.1.

Dado / Parâmetro	$EF_{BM,2010}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y
Fonte do dado	Publicações oficiais (dados do ONS), valores padrão do IPCC e valores padrão fornecidos pela “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”
Valor(es) aplicado(s)	0,1166
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	O período de cálculo <i>ex-ante</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base.
Comentário adicional	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção B.6.1.

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão CO ₂ da margem combinada no ano y
Fonte do dado	Publicações oficiais (dados do ONS), valores padrão do IPCC e valores padrão fornecidos pela “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”
Valor(es) aplicado(s)	0.1887
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	O período de cálculo <i>ex-ante</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base.
Comentário adicional	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção B.6.1.

Dado / Parâmetro	Cap_{BL}
Unidade	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valor(es) aplicado(s)	0
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a metodologia, para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base.
Comentário adicional	-

Dado / Parâmetro	A_{BL}
Unidade	m ²
Descrição:	Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valor(es) aplicado(s)	0
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a metodologia, para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base.
Comentário adicional	-

B.6.3. Cálculo ex-ante das reduções de emissões

Reduções de emissões (ER_y)

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

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad \text{Equação 1}$$

Emissões da linha de base (BE_y)

Conforme descrito na seção B.6.1, os cálculos da linha de base (BE) nesse projeto são realizados diretamente da eletricidade fornecida pelo projeto à rede (EG) multiplicada pelo fator de emissão (EF).

Cálculo do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$)

As escolhas de metodologia para o cálculo do fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede ($EF_{grid,CM,y}$) seguem os passos estabelecidos na “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*” e são apresentadas a seguir:

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

De acordo com a Resolução nº 8, emitida pela AND brasileira em 26 de maio de 2008, a Rede Interligada Nacional corresponde ao sistema a ser considerado. Ele cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste) como apresentado na figura abaixo.

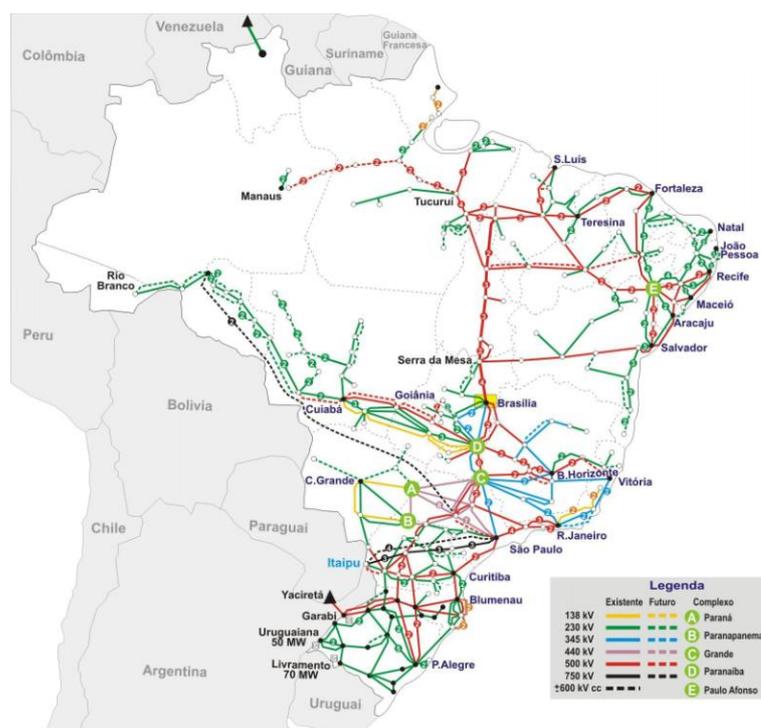


Figura 6 – Sistema Interligado Nacional.

Fonte: ONS (2011)⁶²

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

A Opção I foi selecionada e somente centrais elétricas interligadas à rede são consideradas.

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

A margem de operação simples ajustada foi o método selecionado para o cálculo desse parâmetro. Consulte a seção B.6.1. para obter a justificativa adequada.

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

Uma planilha contendo todos os dados usados para determinar a margem de operação foi fornecida à EOD. O resultado é apresentado a seguir.

$$EF_{grid,OM-adj,y} = 0,2609 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

- **PASSO 5** – Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM) ($EF_{BM,y}$)

A margem de construção foi calculada seguindo a mesma abordagem descrita acima no passo 4. Esse parâmetro será validado, pois a opção *ex-ante* foi escolhida e o resultado é apresentado a seguir.

⁶² Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Mapas do SIN. Informações disponíveis em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acessado em 13 de maio de 2011.

O grupo de amostra das unidades geradoras m usadas no cálculo da margem de construção foi identificado seguindo o procedimento fornecido pela ferramenta. O resultado é discutido abaixo e é apresentado em detalhes na planilha fornecida à EOD que também está anexada ao DCP.

(a) *Identificar o conjunto de cinco unidades geradoras, excluindo aquelas registradas como atividades de projeto do MDL, que começaram a fornecer energia à rede mais recentemente ($SET_{5-units}$) e determinar sua geração anual de eletricidade ($AEG_{SET-5-units}$, em MWh);*

Com base nas informações consolidadas mais recentes as $SET_{5-units}$ são: UTE Linhares, UHE Salto Pilão, UTE Camaçari, UTE Tocantinópolis e UTE Viana. A eletricidade gerada por este conjunto de plantas ($AED_{SET-5-units}$) em 2010 foi de 662.143 MWh.

(b) *Determinar a geração anual de eletricidade do sistema elétrico do projeto, excluindo as unidades geradoras registradas como atividades de projeto do MDL (AEG_{total} , em MWh). Identificar o conjunto de unidades geradoras, excluindo as unidades geradoras registradas como atividades de projeto do MDL, que iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede mais recentemente e que compreendem 20% do AEG_{total} (se 20% for parte da geração de uma unidade, a geração total de tal unidade será incluída no cálculo) ($SET_{\geq 20\%}$) e determinar sua geração de eletricidade anual ($AEG_{SET-\geq 20\%}$, em MWh);*

Sem considerar as atividades de projeto do MDL, em 2010, o sistema elétrico brasileiro gerou (AEG_{total}) 465.919.678 MWh. Grande parte das plantas compreende 20% do AEG_{total} . Esta informação ($SET_{\geq 20\%}$) pode ser verificada na planilha de cálculo anexada a este DCP. A geração de eletricidade anual de $SET_{\geq 20\%}$, correspondente ao parâmetro $AEG_{SET-\geq 20\%}$ é de 93.183.936 MWh.

(c) *De $SET_{5-units}$ e $SET_{\geq 20\%}$ selecionar o conjunto de unidades geradoras que compreendem a maior geração de eletricidade anual (SET_{sample}); Identificar a data em que as unidades geradoras em SET_{sample} começaram a fornecer eletricidade à rede. Se nenhuma das unidades geradoras em SET_{sample} iniciaram o fornecimento e eletricidade à rede há mais de 10 anos, então utilizar o SET_{sample} para calcular a margem de construção. Ignorar os passos (d), (e) e (f).*

Dos dados apresentados nos itens (a) e (b), pode-se observar que $SET_{\geq 20\%}$ é maior que $SET_{5-units}$. Portanto, SET_{sample} corresponde a $SET_{\geq 20\%}$. A planta mais antiga constituía no SET_{sample} iniciado para fornecer eletricidade à rede em janeiro de 1998. Portanto, os passos (d), (e) e (f) da ferramenta são aplicáveis.

(d) *Excluir de SET_{sample} as unidades geradoras que iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede há mais de 10 anos. Incluir nesse conjunto as unidades geradoras registradas como atividade de projeto do MDL, iniciando pelas unidades geradoras que começaram a fornecer eletricidade para a rede mais recentemente, até a geração de eletricidade do novo conjunto abranger 20% da geração anual de eletricidade do sistema elétrico do projeto (se 20% for parte da geração de uma unidade, a geração dessa unidade será totalmente incluída no cálculo) na medida do possível. Determinar para o conjunto resultante ($SET_{sample-MDL}$) a geração anual de eletricidade ($AEG_{SET-sample-MDL}$, em MWh);*

Plantas que iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede há mais de 10 anos foram excluídas. Quatro projetos de MDL foram incluídos no SET_{sample} . A geração de eletricidade pelo conjunto resultante de plantas, correspondente ao parâmetro $AEG_{SET-sample-CDM}$, é de 74.902.471 MWh.

Na geração anual de eletricidade daquele conjunto é composta por, pelo menos 20% da geração

de eletricidade anual do sistema elétrico do projeto (ou seja, $AEG_{SET-sample-CDM} \geq 0.2 \times AEG_{total}$), depois usar o grupo de amostra $SET_{sample-CDM}$ para calcular a margem de construção. Ignorar os passos (e) e (f).

Com base nos resultados apresentados acima, $AEG_{SET-sample-MDL}$ é menor que AEG_{total} . Então, os passos (e) e (f) foram aplicados.

(e) Incluir no grupo de amostra $SET_{sample-MDL}$ as unidades geradoras que começaram a fornecer eletricidade à rede há mais de 10 anos até que a geração de eletricidade do novo conjunto compreenda 20% da geração de eletricidade anual do sistema elétrico do projeto (se 20% for parte da geração de uma unidade, a geração dessa unidade será totalmente incluída no cálculo);

(f) O grupo de amostra de unidades geradoras m usado para calcular a margem de construção é o conjunto resultante ($SET_{sample-MDL->10\text{anos}}$).

Cinco centrais geradoras que iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede há mais de 10 anos foram incluídas: *UHE Salto Caxias*, *UHE Canoas I*, *UHE Canoas II*, *UHE Igarapava* e *UHE Porto Primavera*. O conjunto resultante é $SET_{sample-CDM->10yrs}$ e identificado na tabela de cálculo do fator de emissão da rede e a eletricidade fornecida à rede é de 94.545.640 MWh.

A margem de construção foi calculada seguindo a mesma abordagem descrita no passo 4 acima, e considerando o conjunto de plantas identificado acima. Como mencionado anteriormente, este parâmetro será avaliado, uma vez que a opção *ex-ante* foi escolhida. O resultado é apresentado abaixo.

$$EF_{grid,BM,y} = 0,1166 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

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

Aplicando os resultados apresentados acima nos PASSOS 4 e 6 acima à Equação 3 apresentada na seção B.6.1. e considerando os pesos $w_{OM} = 0,50$ e $w_{BM} = 0,50$ obtemos:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,5 \times 0,2609 + 0,5 \times 0,1166 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0,1887 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

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

Como mencionado na seção B.6.1, $EG_{PJ,y} \equiv EG_{facility,y}$. A quantidade estimada de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede é calculada com base na energia assegurada autorizada pela ANEEL (16,67 MW médios) disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>>.

Considerando 8.760 horas de operação no ano, a energia alimentada na rede é 146.029 MWh/ano. Portanto, o projeto Angelina aplica a opção (a) das “Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga das plantas”, ou seja, “o fator de carga da planta fornecido a bancos e/ou financiadores de capital próprio durante a aplicação da atividade do projeto para financiamento do projeto ou ao governo durante a aplicação da atividade do projeto para aprovação da implementação”.

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

Considerando que não existe queima de combustíveis fósseis na atividade do projeto proposta, $PE_{FF,y} = 0 \text{ tCO}_2$.

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

Considerando que a atividade do projeto proposta consiste na construção de uma pequena central hidrelétrica, não há emissões de gases não-condensáveis a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas. Portanto, $PE_{GP,y} = 0 \text{ tCO}_2\text{e}$.

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

De acordo com a ACM0002, novos projetos de centrais hidrelétricas com reservatórios devem considerar as emissões do projeto com base em sua densidade de potência (PD):

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad \text{Equação 7}$$

Considerando os dados do projeto Angelina: $Cap_{PJ} = 26,3 \text{ MW}$; $Cap_{BL} = 0$; $A_{PJ} = 0,4 \text{ km}^2$ e $A_{BL} = 0 \text{ km}^2$, o PD é $65,7 \text{ MW/km}^2$ ou $65,7 \text{ W/m}^2$. Como a densidade de potência (PD) de Angelina é maior que 10 W/m^2 , PE_y é $0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$.

Fugas (LE_y)

As emissões indiretas podem ser consequência da construção do projeto, do transporte de materiais e combustível e de outras atividades a montante. Entretanto, nenhuma fuga líquida significativa dessas atividades foi identificada.

**B.6.4. Síntese das estimativas ex-ante das reduções de emissões**

Ano	Emissões da linha de base (tCO₂e)	Emissões do projeto (tCO₂e)	Fugas (tCO₂e)	Reduções de emissões (tCO₂e)
2013	27.558	0	0	27.558
2014	27.558	0	0	27.558
2015	27.558	0	0	27.558
2016	27.558	0	0	27.558
2017	27.558	0	0	27.558
2018	27.558	0	0	27.558
2019	27.558	0	0	27.558
Total	192.906	0	0	192.906
Número total de anos de crédito	7			
Média anual durante o período de obtenção de créditos	27.558	0	0	27.558

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

Dado / Parâmetro	$EG_{facility,y}$
Unidade	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano y
Fonte do dado	Medidor de energia ou controle interno e nota fiscal de compra de eletricidade do patrocinador do projeto, ou evidências obtidas da <i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)</i> , entidade governamental brasileira que monitora a eletricidade na rede interligada nacional.
Valor(es) aplicado(s)	146.029 MWh/ano(estimativa ex-ante)
Métodos e procedimentos de medição	<p>De acordo com a ACM0002, os parâmetros a seguir devem ser monitorados:</p> <ul style="list-style-type: none">(i) A quantidade de eletricidade fornecida pela planta/unidade do projeto à rede; e(ii) A quantidade de eletricidade fornecida para a planta/unidade do projeto vinda da rede; e <p>A eletricidade fornecida pelo projeto à rede e fornecido ao projeto, vinda da rede, é realizada por dois medidores de eletricidade (um principal e um reserva) localizados na subestação <i>Tijucas</i> em conformidade com o Módulo 12 dos Procedimentos da Rede estabelecidos pelo <i>Operador Nacional do Sistema (ONS)</i>. A eletricidade é medida continuamente e agregada eletronicamente por um sistema interno da <i>PCH Angelina (Unidade Central de Medição – UCM)</i>. Os procedimentos estão detalhados na Seção B.7.2.</p>
Frequência de monitoramento	A eletricidade é medida continuamente, agregada a cada 15 minutos e será consolidada mensalmente.
Procedimentos de GQ/CQ:	<p>Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2. O equipamento utilizado para medir a produção de eletricidade da planta possui nível de incerteza extremamente baixo (0,2%) por exigência legal.</p> <p>A geração de eletricidade pela planta, conforme publicado pela <i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)</i>, será utilizada para o cruzamento com as informações do participante do projeto.</p>
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base.
Comentário adicional	Os dados são arquivados em formato eletrônico.

Dado / Parâmetro	Cap _{PJ}
Unidade	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valor(es) aplicado(s)	26.290.800
Métodos e procedimentos de medição	-
Frequência de monitoramento	Determinados anualmente de acordo com a potência nominal dos geradores, que são especificadas nas etiquetas dos equipamentos localizados na PCH <i>Angelina</i> .
Procedimentos de GQ/CQ:	A capacidade instalada é determinada e autorizada pela ANEEL, a agência reguladora do setor elétrico e/ou autorizações emitidas pela agência ambiental do estado de <i>Santa Catarina</i> . Os dados serão disponibilizados no momento da verificação para fins de cruzamento de dados.
Objetivo do dado	Cálculo da densidade de potência.
Comentário adicional	Os dados são arquivados nos formatos eletrônico e impresso.

Dado / Parâmetro	A _{PJ}
Unidade	m ²
Descrição:	Área do reservatório único medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio
Fonte do dado	Local do projeto. Este parâmetro tem como base a Portaria ANEEL nº. 3.470 emitida em 23 de novembro de 2007. Informações disponíveis em: < http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20073470.pdf >.
Valor(es) aplicado(s)	400,000
Métodos e procedimentos de medição	Medição anual feita a partir de levantamentos topográficos, mapas, fotos de satélite, etc.
Frequência de monitoramento	Determinados anualmente de acordo com as potências nominais dos geradores, que são especificadas nas etiquetas dos equipamentos localizados na PCH <i>Angelina</i> .
Procedimentos de GQ/CQ:	Os estudos de engenharia/ambientais e/ou licenças emitidas pela agência ambiental do estado de <i>Santa Catarina</i> estarão disponíveis no momento da verificação para fins de cruzamento de dados.
Objetivo do dado	Cálculo da densidade de potência.
Comentário adicional	Os dados são arquivados nos formatos eletrônico e impresso.

B.7.2. Plano de amostragem

Não se aplica.

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

O monitoramento do projeto será conduzido de acordo com a “ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis” e com as medidas para medição estabelecidas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) do Brasil e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O ONS é a entidade responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) sob supervisão e regulação da ANEEL que é a agência reguladora que fornece condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica crie um equilíbrio entre os agentes e o benefício da sociedade⁶³. A CCEE é uma organização civil privada e não lucrativa, uma empresa que está encarregada de realizar as transações atacadistas e a comercialização da energia elétrica dentro do SIN, nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre e no mercado de curto prazo.

Como apresentado na seção B.7.1 e de acordo com a ACM0002, os parâmetros a serem monitorados no projeto Angelina são os seguintes:

- (i) Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y ($EG_{facility,y}$);
 - (ii) Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (Cap_{PJ});
 - (iii) Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (A_{PJ}).
- (i) *Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y ($EG_{facility,y}$);*

A eletricidade total exportada para a rede será monitorada *pela Lumbrás Energética S.A.* seguindo os procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS que define as características técnicas e a classe de precisão de erro máximo permitido de 0,2% dos medidores de eletricidade a serem utilizados⁶⁵. Além disso, o ONS também governa as exigências de calibração de medidor de eletricidade que deve ser conduzida a cada dois anos⁶⁶ e realizado por uma entidade acreditada da Rede Brasileira de Calibração – RBC.

Existem dois medidores de energia, um principal e um reserva, localizados na PCH Angelina e que medem a eletricidade bruta. A descrição de energia bruta do equipamento é descrita na tabela abaixo:

⁶³ Informações disponíveis em <<http://www.aneel.gov.br/>>.

⁶⁴ Informações disponíveis em <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=25afa5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>>.

⁶⁵ ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede – Módulo 12: medição para faturamento / Submódulo 12.2: Instalação do sistema de medição para faturamento.** Disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx.

⁶⁶ ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede – Módulo 12: medição para faturamento / Submódulo 12.3: Manutenção do sistema de medição para faturamento.** Disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx.

Tabela 16 – Especificações de energia bruta do medidor.

Localização	Medidor	Número de série	Fabricante	Tipo/Modelo	Classe de precisão
PCH Angelina	Principal	PT-0904A621-01	Schneider Electric	ION 8600	0,2
	Reserva	PT-0904A621-01	Schneider Electric	ION 8600	0,2

As medições brutas são realizadas para controle interno, cruzamento de dados e para a razão proporcional da eletricidade contabilizada pela CCEE na subestação Tijucas, que engloba a eletricidade gerada pela PCH Angelina e a eletricidade gerada pelas pequenas centrais hidrelétricas da Service Energy S/A .

Outros dois medidores localizados na subestação Tijucas controlados pela Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A - CELESC, a concessionária de energia elétrica local, medem a eletricidade líquida entregue à rede pela PCH Angelina. Os medidores localizados na subestação Tijucas serão utilizados para faturamento e também para fins de redução de emissões. A descrição técnica dos medidores é descrita abaixo:

Tabela 17 – Especificações de energia líquida do medidor.

Localização	Medidor	Número de série	Fabricante	Tipo/Modelo	Classe de precisão
Subestação Tijucas	Principal	PT-0809A475-01	Schneider Electric	ION 8600	0,2
	Reserva	PT-0904A294-01	Schneider Electric	ION 8600	0,2

Todos os medidores são especificados pela CCEE e as medições são controladas em tempo real pelo Centro de Operação de Geração - (COG) em Curitiba.

o sistema de medição da PCH Angelina engloba os equipamentos de medição, a infraestrutura de comunicação de dados e o sistema de coleta de dados (com o nome de PIM – Plataforma Integrada de Medição). O PIM é um sistema computadorizado dedicado à medição para o faturamento e designado por Unidade Central de Medição (UCM) e que é responsável por:

- Coletar, validar e consolidar os dados obtidos das medições para faturamento.
- Gerar arquivos contendo dados de medição e enviar para a CCEE diariamente;
- Gerar relatórios dos dados de medição armazenados no banco de dados;
- Monitorar em tempo real o processo de coleta de dados de medição.

A PCH Angelina é interligada à subestação Tijucas (da CELESC) por meio de uma linha de transmissão de 138 kV com aproximadamente 42 km de extensão. A construção de linha de transmissão foi iniciada em setembro de 2008 pela Lumbrás Energética e em dezembro de 2008 a Lumbrás Energética e a Service Energy assinaram um contrato que declara a partilha da linha de transmissão entre

as duas empresas. A Service Energy S/A controla quatro pequenas centrais hidrelétricas: AS PCHs Santa Ana, Fartura, Coqueiral e Barra Clara, que também são ligadas à subestação Tijucas pela mesma linha de transmissão que a PCH Angelina, como apresentado abaixo:

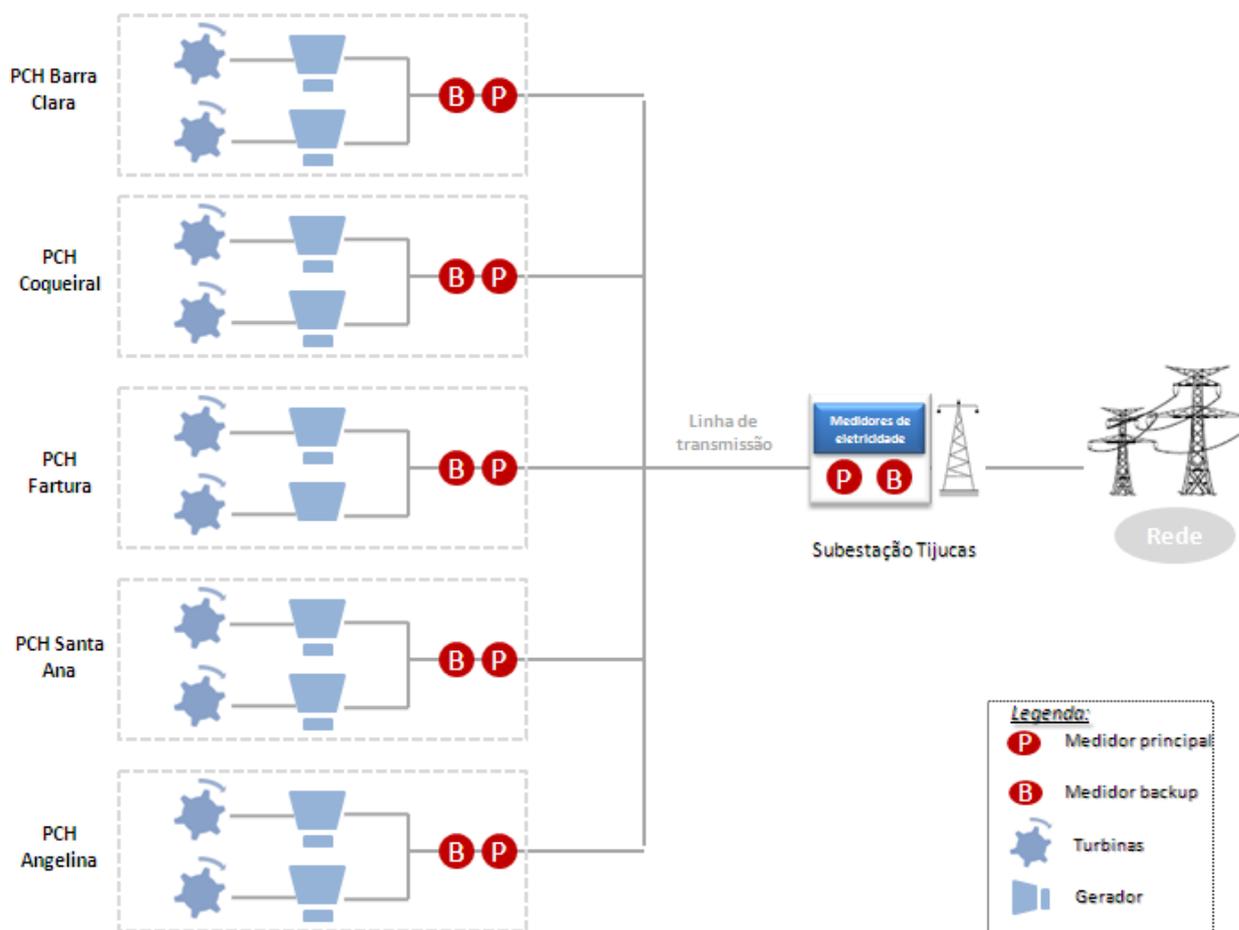


Figura 1 – Diagrama das pequenas centrais hidrelétricas conectadas à subestação Tijucas.

Como checado durante a visita de auditoria e como apresentado no diagrama acima, os medidores localizados na subestação Tijucas (principal e backup) medem o total de eletricidade líquida das pequenas centrais hidrelétricas Angelina, Santa Ana, Fartura, Coqueiral e Barra Clara. Assim, a subestação Tijucas é definida como o “ponto de conexão” da medição de eletricidade de acordo com os procedimentos do ONS “Sub-módulo 12.2 - Instalação do Sistema de Medição para Faturamento”. Portanto, embora cada usina conectada à subestação Tijucas tenha dois pares de medidores de energia, a eletricidade líquida produzida pelas usinas é medida no “ponto de conexão”. Descrição detalhada do sistema de medição para faturamento está disponível em: http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.1.pdf.

No caso de usinas que dividem a linha de transmissão e entregam eletricidade no mesmo medidor do “ponto de conexão” (Figura 8), que é o caso do projeto Angelina, o ONS estabelece o procedimento metodológico no “Sub-módulo 12.6 - Configurações de Medição para Faturamento” para contabilizar a eletricidade líquida de cada usina. Informações detalhadas estão disponíveis em:

<[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/D7007E1C0D7D8E6C83257945005B2280/\\$file/Submodulo%2012.6_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/D7007E1C0D7D8E6C83257945005B2280/$file/Submodulo%2012.6_Rev_2.0.pdf?openelement)>.

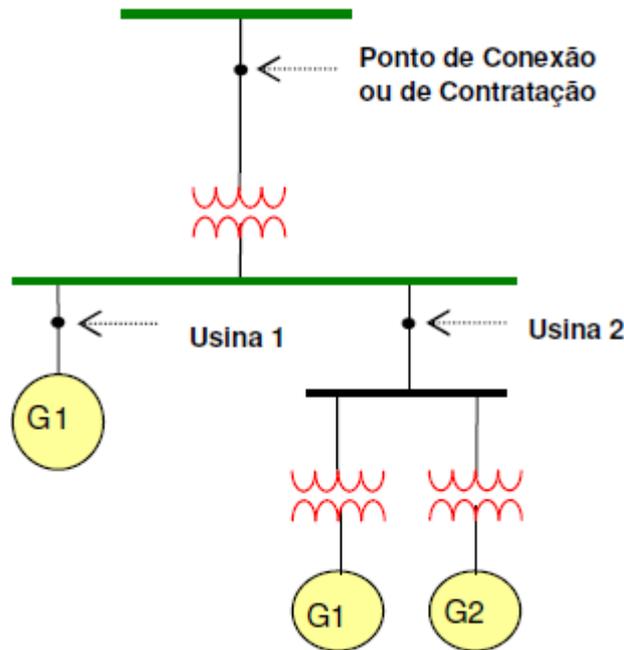


Figura 2 – Exemplo de divisão de instalação entre as geradoras de energia

Fonte: ONS (2011)⁶⁷

De acordo com a seção 5.9 “Compartilhamento de instalações entre geradores” do sub-módulo 12.6, as perdas devem ser aplicadas e devidas entre as geradoras de energia que entregam eletricidade no mesmo “ponto de conexão”. A determinação da eletricidade líquida entregue à rede por cada usina é dada na seção 5.9.5 do sub-módulo do ONS 12.6.

Como mencionado anteriormente, a CCEE viabiliza e regula a comercialização de energia elétrica no Brasil. Em um processo denominado Agregação Contábil da Medição, a CCEE compara a geração de energia informada por todos os vendedores interligados à rede nacional com o consumo registrado durante o mês em consideração. Após os ajustes devidos às perdas de energia que ocorrem no sistema de transmissão serem feitos, a CCEE emite diversos relatórios oficiais certificando a quantidade de energia gerada por cada vendedor.

Além disso, para confirmar as informações da CCEE, todos os meses os relatórios da CCEE de auditoria das empresas selecionam aleatoriamente uma amostra de vendedores que têm que fornecer informações detalhadas sobre seu(s) Contrato(s) de Compra e Venda de Energia Elétrica e sobre a geração de energia nos meses sendo analisados. Subsequentemente, os auditores analisam as informações, confirmam se o cálculo da CCEE está correto e emitem um parecer. As declarações dos auditores independentes confirmando as informações da CCEE estão disponíveis no website da CCEE.

Os resultados finais da geração de eletricidade são publicados no website da CCEE e estão disponíveis ao público. Desta forma, as informações da CCEE - que é uma fonte oficial e publicamente

⁶⁷ “Sub-módulo 12.6 – Configurações de medição para faturamento”. Figura apresentada na seção 5.9.4 (página 10).

disponível – será utilizada para cruzar as informações monitoradas pelo participante do projeto. A Lumbrás Energética S.A é responsável pela coleta de dados e pela calibração, e manutenção do equipamento de monitoramento, por lidar com possíveis ajustes e incertezas de dados de monitoramento, e pela revisão de dados/resultados relatados, por auditorias internas de conformidade dos GEEs do projeto com exigências operacionais e por ações corretivas. Também é responsável pelo gerenciamento do projeto, bem como pela organização e pelo treinamento dos funcionários nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e relatórios.

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

A capacidade instalada da central elétrica será verificada pela EOD durante a visita⁶⁸ ao local em todas as verificações e será feito o cruzamento com documentos oficiais, por exemplo, resoluções e/ou licenças emitidas pela agência ambiental do estado.

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

A área do reservatório será monitorada através de estudos topográficos (feitos na época da concepção do projeto) e dos níveis do reservatório de água, que serão monitorados em tempo real pelos patrocinadores do projeto. O nível da água a ser comparado com o estudo topográfico terá como base o nível de água médio que será verificado anualmente.

Os dados podem ser cruzados com documentos oficiais, por exemplo, estudos de engenharia/ambientais e/ou licenças emitidas pela agência ambiental do estado.

É importante mencionar que a planta de Angelina também é inspecionada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que pode visitar a planta para inspecionar a operação e a manutenção das instalações.

A Lumbrás Energética S.A., a empresa que controla a PCH Angelina, contratou empresas especializadas para executar seus programas ambientais. Após o início das operações comerciais, a renovação das áreas degradadas e das áreas de preservação permanente será feita de acordo com as normas das agências ambientais, através de uma equipe de especialistas ambientais, que também irá monitorar a conformidade às normas das agências ambientais. Os estudos realizados durante a fase de projeto das atividades do projeto mostraram os impactos ambientais e a interferência no desenvolvimento social na região da planta, indicando as medidas de mitigação a serem adotadas durante a fase de construção. Essas medidas estão sendo rigorosamente tomadas. Os dados sobre o impacto ambiental estão sendo arquivados pela PCH e pelas agências ambientais.

⁶⁸ É importante mencionar que é possível haver diferenças entre a soma da potência nominal das turbinas/geradores do projeto e as licenças ambientais/autorizações da ANEEL. No Brasil, é realmente comum a presença de equipamentos com etiquetas apresentando pequena diferença em relação àquela apresentada na autorização da ANEEL ou nas licenças ambientais. Entretanto, a pequena diferença é de conhecimento das entidades governamentais e participantes do setor elétrico e é tida como aceitável, já que tal pequena diferença não exerce impacto na energia assegurada dos projetos, na comercialização da eletricidade ou na capacidade do fornecimento de energia. Portanto, isto não exercerá impacto na adicionalidade ou nas reduções de emissões do projeto apresentado neste DCP.

Os dados monitorados e exigidos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer por último.

SEÇÃO C. Duração e período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade do projeto

C.1.1. Data de início da atividade do projeto

17/12/2007.

Esta data corresponde à data em que o contrato EPC foi assinado, *ou seja*, quando os patrocinadores do projeto se comprometeram a arcar com despesas relacionadas à atividade do projeto que representam a primeira ação real para a implementação do projeto seguindo o Relatório da 41^a Reunião do CE do MDL. Veja a seção B.5 (i) “definição da data de início do projeto” deste DCP.

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

30 anos e 0 mês⁶⁹.

C.2. Período de obtenção de créditos da atividade do projeto

C.2.1. Tipo de período de obtenção de créditos

A atividade do projeto proposta aplica o tipo de período de obtenção de créditos renovável. Esta versão do DCP corresponde ao primeiro período de obtenção de créditos do projeto.

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

01/01/2013 ou na data de registro, o que ocorrer por último.

C.2.3. Duração do período de obtenção de créditos

7 anos e 0 mês.

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise dos impactos ambientais

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

O processo de licença ambiental e estudo de impacto ambiental foi implementado pela Lei 6.938 datada de 31 de agosto de 1981 - a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA⁷⁰). Adicionalmente,

⁶⁹ Com base na autorização da ANEEL para explorar o potencial hídrico da pequena central hidrelétrica de Angelina. Resolução ANEEL nº 55 emitida em 8 de fevereiro de 2001. Disponível no website da ANEEL: <<http://www.aneel.gov.br/>>.

⁷⁰ Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L6938.htm

outras normas e leis foram emitidas para regular o processo de autorização e o Estudo de Impacto Ambiental de acordo com as características da atividade.

A resolução do *Conselho Nacional do Meio Ambiente* - CONAMA, emitida em 23 de janeiro de 1986, o CONAMA nº. 001⁷¹, que cita que as centrais elétricas com capacidade instalada maior do que 10 MW devem aplicar o processo de licenciamento, realizar o *Estudo de Impacto Ambiental* e submetê-lo à respectiva agência ambiental estadual a fim de obter as licenças necessárias para o projeto.

O impacto ambiental desta atividade de projeto é considerado pequeno de acordo com a definição de pequenas centrais hidrelétricas do país anfitrião. Por definição legal da *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL), Resolução nº. 652, datada de 9 de dezembro de 2003, pequenas centrais hidrelétricas no Brasil devem ter uma capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km².

Embora os impactos ambientais da construção de pequenas centrais hidrelétricas sejam considerados pequenos, dada as dimensões reduzidas da represa e do tamanho da área do reservatório os patrocinadores do projeto devem obter todas as licenças como exigido pela resolução CONAMA nº. 237⁷² datada de 19 de dezembro de 1997:

- A *Licença Prévia* ou LP;
- A *Licença de Instalação* ou LI;
- A *Licença de Operação* ou LO;

De acordo com o artigo 3 desta Resolução e com a Lei Complementar nº 38 datada de 21^{de} novembro de 1995, para emitir as licenças, o *Estudo de Impacto Ambiental* (EIA) e o *Relatório de Impacto Ambiental* (RIMA) são exigidos para projetos de energia hidrelétrica com capacidade instalada maior que 10 MW. No entanto, de acordo com o artigo 12 da Resolução CONAMA nº 237, a entidade competente deve avaliar a importância do impacto da implementação do projeto e os tipos de estudos necessários para cada projeto:

- EIA/RIMA (mencionados acima) ou;
- o Relatório Ambiental Simplificado (RAS).

Embora o projeto tenha impactos menores, um EIA/RIMA foi preparado para a implementação de *Angelina*. Esses relatórios foram disponibilizados publicamente para os atores locais e entidades públicas.

Para mitigar os impactos causados pela implementação do projeto, foram implementados 19 programas sociais e ambientais. Esses programas tiveram como base o *Projeto Básico Ambiental* (PBA) preparado pela *Maurique Assessoria e Consultoria Empresarial S/C Ltda.* e pela *SOMA – Soluções em Meio Ambiente Ltda.*, em outubro de 2007:

- Construção do centro operacional da flora e fauna;
- Monitoramento do reservatório;
- Monitoramento e controle da qualidade da água;
- Gerenciamento e monitoramento da flora e fauna aquáticas;
- Gerenciamento e monitoramento da flora;

⁷¹ Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res86/res0186.html>

⁷² Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html>



- Plano de desflorestamento;
- Gerenciamento e monitoramento da fauna;
- Controle ambiental dos impactos causados durante as obras civis;
- Recuperação de áreas degradadas;
- Monitoramento de impactos geológicos;
- Monitoramento da população;
- Criação da Unidade de Conservação;
- Controle da saúde pública;
- Resgate arqueológico;
- Comunicação social;
- Educação ambiental;
- Supervisão ambiental durante a implementação do projeto;
- Plano de uso da água nos arredores do reservatório.

D.2. Estudo de Impacto Ambiental

De acordo com a Resolução *CONAMA* nº. 1 datada de 23 de janeiro de 1986, a agência ambiental é responsável por emitir as licenças e decidir sobre a necessidade de realizar consultas fóruns públicos para a implementação do projeto. Quando a consulta pública é necessária, ela normalmente ocorre em paralelo com a emissão da Licença Prévia.

Após a emissão da Licença Prévia, a agência ambiental exige um relatório contendo os programas ambientais e sociais que devem ser implementados com o objetivo de mitigar os impactos causados pela construção do projeto. O PBA do projeto foi preparado em outubro de 2007 e continha 19 programas ambientais e sociais conforme descrito na seção D.1.

Em geral, o PBA é aprovado pela agência ambiental em paralelo com a emissão da Licença de Instalação. Em seguida, a construção da central elétrica é autorizada e pode ser iniciada. Durante a construção da central elétrica, os programas descritos no PBA são implementados e, quando da conclusão da central elétrica, é emitida a Licença de Operação.

Para manter a Licença de Operação válida, muitas exigências sociais e ambientais têm que ser avaliadas trimestralmente, portanto, essa licença é constantemente revalidada durante a vida útil do projeto. Isso assegura que o projeto atenda continuamente suas obrigações ambientais e os objetivos estabelecidos no PBA do projeto.

Os documentos e exigências necessárias para o processo de licenciamento são apresentados na Resolução *CONAMA* nº 6, emitida em 16 de setembro de 1987.

A planta possui as seguintes licenças emitidas pela Agência Ambiental de *Santa Catarina* (*Fundação do Meio Ambiente - FATMA*):

Tabela 18 – Licenças emitidas para o projeto Angelina

Tipo	Número	Data de emissão	Validade
Prévia ⁷³	002	20/07/1992	19/07/1994
Construção	023	05/09/2007	04/09/2009
Operação	182	27/11/2009	26/11/2013

O projeto não implica em impactos ambientais transfronteiriços negativos significativos, caso contrário, as licenças não teriam sido emitidas. Todos os documentos relacionados ao licenciamento ambiental e operacional são públicos e podem ser obtidos na agência ambiental do estado (*FATMA*) e com os PPs .

SEÇÃO E. Consulta pública local

E.1. Solicitação de comentários dos atores locais

A Autoridade Nacional Designada brasileira, Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC), solicita comentários de atores locais e o relatório de validação emitido por uma EOD

⁷³ Observe que outras Licenças Prévia foram emitidas após a emissão da Licença nº 002/92.



autorizada de acordo com a Resolução nº. 7, emitida em 5 de março de 2008, para fornecer a Carta de Aprovação.

A Resolução determina o convite direto para comentários enviados pelos proponentes do projeto pelo menos aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades do projeto e, no mínimo, 15 dias antes do processo de comentário público internacional:

- *Governos Municipais e Câmaras Municipais;*
- *Agências ambientais do estado e do município;*
- *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;*
- *Associações comunitárias;*
- *Ministério Público (estadual e federal);*

Foram enviadas cartas-convite para os seguintes agentes em 2 de agosto de 2011 (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação e serão fornecidas à EOD que valida a atividade do projeto):

- *Prefeitura de Angelina e Major Gercino*
- *Câmara Municipal de Angelina e Major Gercino*
(Assembleia Municipal de Angelina e Major Gercino)
- *Secretaria do Meio Ambiente de Angelina e Major Gercino*
(Fundação do Meio Ambiente de Angelina e Major Gercino)
- *Associação de Moradores do Garcia*
(Associação Comunitária dos Moradores de Angelina)
- *Associação dos Moradores de Major Gercino*
(Associação Comunitária dos Moradores de Major Gercino)
- *FATMA – Fundação Estadual do Meio Ambiente de Santa Catarina*
(Agência ambiental de Santa Catarina)
- *Ministério Público de Santa Catarina*
(Procurador Público para o Interesse Público do Estado de Santa Catarina)
- *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente*

A mesma resolução também exige que no momento do envio dessas cartas, uma versão do DCP no idioma local e uma declaração afirmando como o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país devem ser disponibilizados a esses atores, pelo menos 15 dias antes do início do processo de comentário público internacional. A versão em português do DCP foi publicada no website <<http://sites.google.com/site/consultadcp/>> em 15/12/2011.

Além disso, o DCP do projeto foi disponibilizado para comentários no estágio de validação no website da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC): <<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/index.html>>.

E.2. Síntese dos comentários recebidos

Nenhum comentário foi recebido até a elaboração desta versão do DCP.



E.3. Relatório sobre a consideração dos comentários recebidos

Nenhum comentário foi recebido até a elaboração desta versão do DCP.

SEÇÃO F. Aprovação e autorização

A única Parte envolvida na atividade de projeto proposta será o País Anfitrião, Brasil. No Brasil, de modo a obter a Carta de Aprovação (CA), os Participante do Projeto devem submeter o Relatório de Validação Final à AND brasileira ("CIMGC" - *Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima*). Os procedimentos estabelecidos pela AND brasileira para obter a CA se encontram determinados na Resolução nº 1 datada de 11^{de} setembro de 2003. Informação adicional relacionada com os métodos e procedimentos para a emissão da CA brasileira podem ser consultadas no *Manual para submissão de atividades de projeto no âmbito do MDL*, disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0025/25268.pdf>.

**Apêndice 1. Informações de contato dos participantes do projeto**

Nome da organização	Lumbrás Energética S.A.
Endereço/Caixa postal	Av. das Américas, 4430 - salas 303 e 304
Edifício	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP	22640-102
País	Brasil
Telefone	+55 (21) 2439-9457
Fax	-
E-mail	andre.meirelles@brookfieldenergia.com
Website	-
Contato	Sr. André Meirelles
Título	-
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Meirelles
Nome do meio	-
Nome	André
Departamento	-
Celular	+55 (21) 8373-8585
Fax direto	-
Tel. direto	+55 (21) 2439-9457
E-Mail pessoal	andre.meirelles@brookfieldenergia.com



Nome da organização	A Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Endereço/Caixa postal	Rua Padre João Manuel 222
Edifício	-
Cidade	São Paulo
Estado/Região	São Paulo
CEP	01411-000
País	Brasil
Telefone	+55 (11) 3063-9068
Fax	+55 (11) 3063-9069
E-mail	info@eqao.com.br
Website	http://www.eqao.com.br/
Contato	Mrs. Melissa Hirschheimer
Título	-
Forma de tratamento	Sra.
Sobrenome	Hirschheimer
Nome do meio	-
Nome	Melissa
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	+55 (11) 3063-9069
Tel. direto	+55 (11) 3063-9068
E-Mail pessoal	focalpoint@eqao.com.br

Apêndice 2. Informações sobre financiamento público

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

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

Apêndice 3. Aplicabilidade da metodologia selecionada

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco. Para obter detalhes, consulte a seção B. 2. acima.

Apêndice 4. Informações adicionais de apoio sobre o cálculo ex-ante das reduções de emissões

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco. Para obter detalhes, consulte as seções B.6.1. e B.6.3. acima.

**Apêndice 5. Informações adicionais de apoio sobre o plano de monitoramento**

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco. Para obter detalhes, consulte a seção B.7.3. acima.

Apêndice 6. Síntese das alterações após o registro

Não se aplica.

Histórico do documento

Versão	Data	Natureza da revisão
04.1	11 de abril de 2012	Revisão editorial para alterar a linha 2 da versão 02 na caixa de histórico de Anexo 06 para Anexo 06b.
04.0	EB 66 13 de março de 2012	Revisão necessária para assegurar consistência com as "Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto do 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	Adoção inicial.
Classe de decisão: Reguladora Tipo de documento: Formulário Função de negócio: Registro		