



**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 de Projeto da Central Hidrelétrica Teles Pires.
Número da versão do DCP	7.0
Data de conclusão do DCP	04/10/2012
Participante(s) do projeto	<ul style="list-style-type: none">• Companhia Hidrelétrica Teles Pires• Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Parte(s) anfitriã(s)	Brasil.
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)	<ul style="list-style-type: none">• Escopo setorial: 1 – Setores de energia (fontes renováveis / não renováveis)• ACM0002 - Metodologia consolidada 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	2.499.498 tCO ₂ e



SEÇÃO A. Descrição da atividade do projeto

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

O objetivo principal da Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica Teles Pires (doravante denominado “**Projeto**” ou UHE¹⁸ Teles Pires) é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil (e da região da América Latina e Caribe).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu compromisso no sentido de atingir a meta de pelo menos 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 Joanesburgo em 2002. No Plano de Implementação final da WSSD, não foram declarados metas ou cronogramas específicos; porém, sua importância foi reconhecida para atingir a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio².

O processo de privatização do setor elétrico brasileiro iniciado em 1995 chegou com uma expectativa de tarifas moderadas e preços melhores para as geradoras. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade anterior, centralmente planejado. Porém, no final da década de 1990, um aumento acima da média na demanda, em comparação com investimentos abaixo da média em novas gerações de energia, gerou uma crise de abastecimento/acionamento de 2001/2002. Uma das soluções foi o governo oferecer uma legislação mais flexível e favorável à iniciativa privada. Além disso, os investidores já estavam cientes da possível elegibilidade dos projetos de energia hidrelétrica sob o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto.

Essa fonte de eletricidade local e mais limpa traz uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam se os projetos de energia hidrelétrica não existissem.

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

² Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 20 (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."

O projeto reduz as emissões de *gases de efeito estufa* (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e as emissões de CO₂), que necessariamente estariam sendo emitidas se o projeto não existisse.

O projeto usará recursos hidrográficos do rio Teles Pires, entre as cidades de Paranaita e Jacareacanga, no Brasil, a fim de gerar eletricidade sem a emissão de gases de efeito estufa (GEE) a ser despachada para o *Sistema Interligado Nacional (SIN)* do Brasil, substituindo, dessa maneira, a geração de eletricidade que exige mais carbono, reduzindo as emissões de GEEs. O cenário da linha de base é a continuidade da situação atual, ou seja, o uso de todos os equipamentos de geração de energia que já estavam em uso antes da implementação da atividade do projeto e a manutenção do modo mais comum de trabalho. A energia adicional gerada pelo projeto seria gerada em centrais elétricas existentes e novas interligadas à rede no sistema elétrico.

O projeto consiste na implementação de uma nova central hidrelétrica (totalmente nova), em um local no qual não havia nenhuma central de energia renovável em operação antes da implementação do projeto. A capacidade instalada total do projeto é de 1.820 MW³ e a área do reservatório 134,70 km² no nível máximo-maximorum (220 m)⁴. O projeto apresenta cinco turbinas Francis, cada qual com potência nominal de 369,70 MW⁵ cada e cinco geradores síncronos trifásicos, com potência nominal de 404,45 MVA⁵ cada; a previsão é de que o Projeto esteja em operação plena até 2015. A descrição técnica completa do projeto é apresentada na seção A.3 abaixo.

Antes da implementação da atividade do projeto não havia geração de eletricidade no local onde o projeto está localizado. Portanto, a eletricidade a ser gerada pela planta, que será despachada para a rede nacional, seria gerada pelas plantas interligadas ao SIN. Além disso, de acordo com a metodologia ACM0002 e a seção B.4 abaixo, o cenário de linha de base é a continuidade da situação atual, ou seja, o uso de todos os equipamentos de geração de energia que já estavam em uso antes da implementação da atividade do projeto e a manutenção modo mais comum de trabalho. A energia adicional gerada pelo projeto seria gerada em centrais elétricas existentes e novas interligadas à rede no sistema elétrico. Portanto, o cenário da linha de base e o cenário antes da implementação do projeto são os mesmos.

A implementação plena do projeto gerará reduções de emissão anuais previstas de 2.499.498 tCO₂ e 24.994.984 tCO₂ durante o período de obtenção de créditos inteiro.

O projeto é de propriedade da *Companhia Hidrelétrica Teles Pires*, uma *Sociedade de Propósitos Específicos* composta pela seguinte estrutura acionária⁶:

- Neoenergia S.A., 50,1%
- Furnas Centrais Elétricas S.A., 24,5%.
- Eletrosul Centrais Elétricas S.A., 24,5%.
- Odebrecht Participações e Investimentos S.A., 0,9%.

³Decreto ANEEL 3.504, de 26 de agosto de 2011. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20113504.pdf>.

⁴Resumo Técnico ANEEL – Estudos de viabilidade e concepção do projeto (julho de 2011)

⁵UHE Teles Pires. Projeto Básico Consolidado, agosto de 2011.

⁶Notificação de ratificação de licitação e leilão da ANEEL 04/2010. Disponível em <http://bit.ly/QV053w>.



O projeto contribui para o desenvolvimento sustentável por diversos motivos, sendo apenas alguns deles:

- Aumenta as oportunidades de emprego a curto, médio e longo prazo na área onde está localizado durante a construção e operação;
- Aprimora o ambiente de investimento local e, portanto, melhora a economia local;
- Diversifica as fontes de geração de eletricidade e promove a integração regional. Isso é importante para o atendimento das crescentes demandas por energia e a transição para o afastamento da geração de eletricidade alimentada com combustíveis fósseis no país inteiro, mas, em especial, na região.
- Usa recursos hidrelétricos renováveis.

Também é interessante mencionar que, levando-se em consideração que é uma “prerrogativa do país anfitrião na concepção e implementação de políticas para promover ou dar vantagem competitiva a combustíveis e tecnologias com baixa emissão de gases do efeito estufa⁷,” o governo brasileiro, já na primeira versão de seu *Plano Nacional sobre Mudança do Clima*⁸, lançado em 2008, incluiu a meta de aumentar a geração de energia hidrelétrica. O plano menciona que as centrais hidrelétricas planejadas reduzem cumulativamente 183 milhões de tCO₂e. A meta foi posteriormente informada pelo governo brasileiro à UNFCCC em janeiro de 2010⁹, como um acompanhamento do Acordo de Copenhague, da seguinte maneira:

Aumentar o fornecimento de energia por centrais elétricas (faixa de redução prevista: 79 a 99 milhões de toneladas de CO₂ eq em 2020).

Conforme o acima mencionado, fica claro que o projeto contribui não apenas para o desenvolvimento sustentável, mas também está de acordo com as ações de mitigação da mudança do clima nacionais planejadas.

A.2. Local da atividade do projeto

A.2.1. Parte(s) anfitriã(s)

Brasil

A.2.2. Região/Estado/Província etc.

Estados do Mato Grosso (MT) e Pará (PA)

⁷ UNFCCC (2009). Decisão 5/CMP.5, parágrafo 11.

⁸ Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima, 2008. Plano Nacional sobre Mudança do Clima.

⁹ Comunicação do governo do Brasil à UNFCCC indicando as ações de mitigação apropriadas previstas nacionalmente, sem exclusão do uso do MDL (29 de janeiro de 2010). Acessado em 04/10/2011 em http://unfccc.int/meetings/cop_15/copenhagen_accord/items/5262.php.

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

Paranaíta (MT) e Jacareacanga (PA)

A.2.4. Localização física/geográfica

A Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica Teles Pires está localizada entre a interseção das seguintes coordenadas geográficas³:

- Latitude: 9°21'04'' S
- Longitude: 56°46'39'' O



Figura 1 - Divisão política do Brasil mostrando os estados do Mato Grosso e do Pará à esquerda e uma imagem do Google Earth mostrando as cidades envolvidas na atividade do projeto

A.3. Tecnologias e/ou medidas

Antes da implementação da atividade do projeto não havia geração de eletricidade no local onde o projeto está localizado. Portanto, a eletricidade a ser gerada pela planta, que será despachada para a rede nacional, seria gerada pelas plantas interligadas ao SIN. Além disso, a ACM0002 afirma que o cenário da linha de base é a continuidade da situação atual. Portanto, o cenário da linha de base e o cenário antes da implementação do projeto são os mesmos.

As seguintes informações técnicas foram acessadas no *Projeto Básico Consolidado Final*⁵ (PBC), aprovado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em 26 de agosto de 2011³. Ainda assim, deve-se esclarecer que durante a construção o projeto e, por consequência algumas especificações técnicas, podem sofrer pequenas alterações.

A instalação consiste em uma casa de força que totaliza 1.820 MW de capacidade instalada, com 5 conjuntos turbogeradores. A energia assegurada total da planta é 940,6 MW_{médio}/ano¹⁰. Portanto, o fator

¹⁰ No momento do leilão de energia e assinatura do contrato de concessão, o projeto tinha uma configuração de 6 unidades geradoras e energia assegurada de 915,4 MW_{médio}. Depois disso, o projeto foi otimizado, aumentando a energia assegurada para 940,6 MW_{médio} (veja o projeto básico consolidado) e reduzindo a quantidade de unidades geradoras para cinco (veja a

de capacidade da planta estimado *ex-ante*¹¹ - definido como a razão entre a energia assegurada e a capacidade total da planta - é de cerca de 0,517¹². As principais características do projeto são, conforme explica o *Projeto Básico Consolidado Final*, as seguintes:

• Capacidade total instalada	= 1.820 MW
• Energia assegurada total ¹⁰	= 940,6 MW _{médio}
• Tipo de gerador	= Síncrono trifásico
• Potência nominal do gerador	= 404,45 MVA
• Vida útil média do gerador ¹³	= 30 anos
• Fator de potência nominal do gerador	= 0,9
• Tipo de turbina	= Francis
• Potência nominal de cada unidade (turbina)	= 369,70 MW
• Vida útil média da turbina ¹³	= 40 anos
• Quantidade de unidades geradoras	= 5
• Altura manométrica líquida de referência	= 52,2 m
• Eficiência média ponderada da turbina	= 93,68%
• Eficiência média ponderada (turbina+gerador)	= 92,10%
• Vazão nominal por unidade	= 764 m ³ /s
• Nível máximo-maximorum do reservatório ⁴	= 220 m
• Área do reservatório no nível máximo (220 m) ⁴	= 134,70 km ²
• Área do leito do rio ¹⁴	= 40,6 km ²

A figura abaixo representa o limite do projeto.

Resolução ANEEL nº 3.324, de 31 de janeiro de 2012). Consequentemente, a energia assegurada foi revisada e a aprovação foi solicitada à ANEEL. Embora a informação não estivesse disponível na data de início do projeto, é utilizada na análise de investimentos por motivos conservadores.

¹¹ Seguindo as exigências das “*Diretrizes para relatório e validação de fatores de capacidade de plantas*” (versão 1, EB48), o fator de capacidade da UHE Teles Pires foi definido *ex-ante* considerando o valor que foi aprovado por uma terceira parte, a saber, a Agência Reguladora de Eletricidade Brasileira.

¹² $PLF = 940,6 \div 1.820 = 0,5168$

¹³ Resolução ANEEL 044, de 17 de março de 1999. Disponível em <http://bit.ly/NYM570>.

¹⁴ Resumo Técnico ANEEL – Estudos de viabilidade e concepção do projeto (abril de 2008).

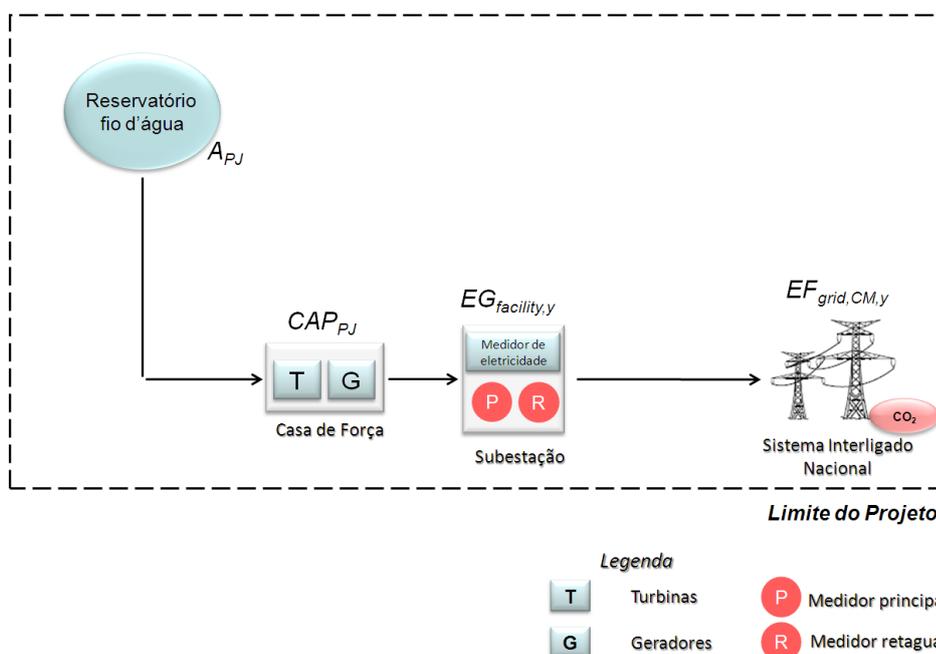


Figura 2 - Limite esquemático do projeto

A.4. Partes e participantes do projeto

Tabela 1 - Parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade 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)	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (entidade privada)	Não
	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (entidade privada)	

As informações detalhadas para contato com as partes e com as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto estão relacionadas no Anexo 1.

A.5. Financiamento público da atividade do projeto

Nenhuma assistência oficial ao desenvolvimento ou financiamento público relacionado foi nem será usado na *Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica Teles Pires*.

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

B.1. Referência da metodologia¹⁵

1. ACM0002 - Metodologia consolidada para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão 13.0.0;
2. Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade, versão 06.0.0;
3. Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 2.2.1.

B.2. Aplicabilidade da metodologia

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

- *A metodologia 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).*

A atividade do projeto proposta abrange a instalação de uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova).¹⁶

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

A atividade de projeto proposta é a instalação de uma nova central hidrelétrica de fio d'água.⁵

- *No caso de aumentos de capacidade, modernizações ou substituições (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, energia solar, energia de ondas ou energia das marés que usam a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro EGPJ,y): a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou modernização da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto;*

¹⁵ Metodologias e ferramentas aprovadas disponíveis em <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved>.

¹⁶ Decreto ANEEL, de 1º de junho de 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec2011sn105.pdf>.

Não se aplica. A atividade do projeto proposta não corresponde a uma adição de capacidade, modernização ou substituição.¹⁶

No caso de centrais hidrelétricas, 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, em que o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m²; 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/m².*

A implementação da atividade de projeto proposta resultará em um novo reservatório e a densidade de potência é maior que 4 W/m² (consulte o cálculo e referências na seção B.6.1).

No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que 4 W/m² todas as condições a seguir deverão ser aplicadas:

- *A densidade de potência calculada para a atividade do projeto completa usando a equação 5 é maior que 4 W/m²;*
- *Reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada;*
- *O fluxo de água entre múltiplos reservatórios não é usado por nenhuma 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/m², 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/m², é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.*

Não se aplica. A implementação da atividade de projeto proposta resultará em um novo reservatório único.³

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

- *Atividades do projeto que envolve substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;*
- *Centrais elétricas alimentadas com biomassa;*



- *Centrais hidrelétricas que resultam na criação de um novo reservatório único ou no aumento de um reservatório único existente em que a densidade de potência da central elétrica é menor do que 4 W/m².*

O projeto ainda é aplicável para uso da ACM0002, pois ele não corresponde a nenhuma das restrições listadas acima. Além das condições de aplicabilidade da metodologia ACM0002, as condições de aplicabilidade das ferramentas usadas também devem ser avaliadas.

Para estimar as emissões da linha de base que ocorrem após a implementação da atividade do projeto proposta é usada a “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”. Essa ferramenta fornece os passos necessários para estimar o fator de emissão de CO₂, que consiste em uma “*margem combinada*”, para o deslocamento da eletricidade gerada pelas plantas interligadas a uma rede elétrica.

Como descrito em mais detalhes a seguir na seção B.6.1, as centrais elétricas fora da rede não são consideradas. Portanto, as exigências do Anexo 2 da ferramenta, referentes às condições de aplicabilidade que devem ser atendidas quando esse tipo de planta é considerado, não se aplicam. Além disso, o Sistema Elétrico Brasileiro não está nem parcialmente nem totalmente localizado em qualquer país do Anexo I.

Nesse sentido, concluiu-se que não existem condições de aplicabilidade que evitem o uso dessa ferramenta para estimar o fator de emissão de CO₂ do Sistema Elétrico Brasileiro no contexto da atividade do projeto proposta.

B.3. Limite do projeto

O limite do projeto é definido pelas emissões direcionadas ou diretamente afetadas pela atividade do projeto, construção e operação. Abrange o local geográfico e físico da fonte de geração de energia hidrelétrica, que é representada pela bacia correspondente ao rio do projeto, perto da instalação da central, assim como da rede interligada (Figura 3). Em 26 de maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada brasileira publicou a Resolução nº 8, que define a rede interligada brasileira como um sistema único que abrange as cinco regiões do país¹⁷.

¹⁷ Resolução nº 8 da AND brasileira, de 26 de maio de 2008, disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf.

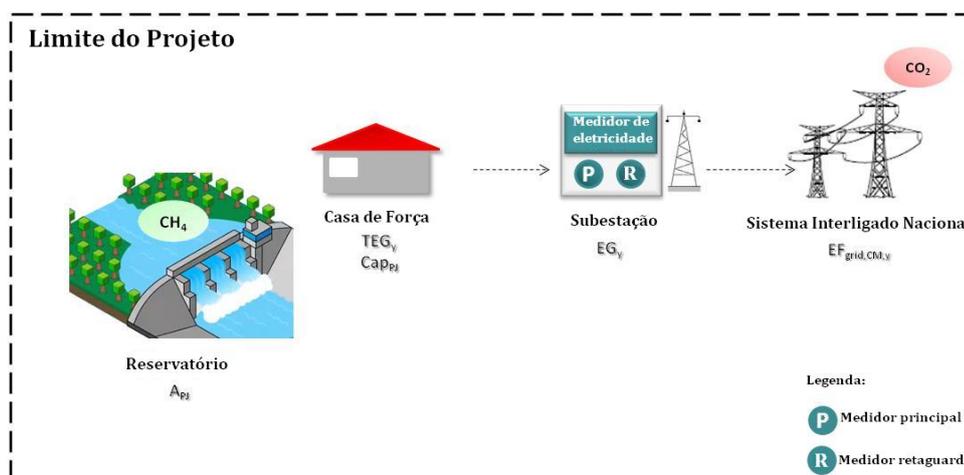


Figura 3 - Limite do Projeto da atividade do projeto.

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

Tabela 2 - Gases e fontes de emissão relacionados à atividade 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	Emissão de CH ₄ do reservatório	CO ₂	Não	Fonte de emissão pequena
		CH ₄	Não	Não existe emissão do reservatório do projeto considerando sua densidade de potência de 13,51 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

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

A atividade do projeto é a instalação de uma nova central elétrica renovável interligada à rede. Portanto, de acordo com a ACM0002, o cenário da linha de base é o seguinte:

“A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto seria, de outra forma, gerada pela operação das centrais interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração,

conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), como descrito na Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

B.5. Demonstração de adicionalidade

A data de início identificada da atividade de projeto proposta é 19 de agosto de 2011, que é a data do contrato EPC. Para obter detalhes, consulte a seção C.1.1.

De acordo com o "Procedimento do Ciclo do Projeto do MDL" (Anexo 64, EB 66), para atividades de projeto com data de início em 2 de agosto de 2008 ou posterior, os participantes do projeto devem notificar a AND do país anfitrião e o Secretariado da UNFCCC sobre sua intenção de buscar o status de MDL no prazo de 180 dias a partir da data de início da atividade do projeto.

Em dezembro de 2010, os Participantes do Projeto encaminharam o Formulário de Consideração Prévia do MDL (F-CDM-Prior consideration) para a Autoridade Nacional Designada brasileira e para o secretariado da UNFCCC. As cópias dos formulários, bem como a confirmação de recebimento pela AND brasileira e pela UNFCCC foram apresentadas à EOD que valida o projeto. Portanto, a atividade de projeto proposta segue o “Procedimento do Ciclo do Projeto do MDL”.

Com o objetivo de avaliar a adicionalidade da atividade do projeto, a metodologia ACM0002 exige o uso da versão mais recente da “*Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade*” aceita pelo Conselho Executivo do MDL.

Os passos a seguir são necessários para a demonstração e avaliação da adicionalidade da *Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica Teles Pires*.

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

A *Companhia Hidrelétrica Teles Pires* é uma SPE formada especificamente para construir e operar a UHE¹⁸ Teles Pires.

A Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. é o desenvolvedor do projeto do MDL.

Assim, com base na natureza dessas empresas participantes do projeto, as únicas alternativas realistas e críveis à atividade do projeto identificadas são:

- (a) Alternativa 1: A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL;
- (b) Alternativa 2: Continuação da situação atual, ou seja, a eletricidade continuará a ser gerada pelo mix de geração existente em operação na rede.

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias

¹⁸ UHE significa “Usina Hidro Elétrica”.



Tanto a atividade do projeto quanto os cenários alternativos estão em conformidade com todas as leis e normas, de acordo com as entidades do setor elétrico e ambientais - o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

A fim de obter informações detalhadas sobre as normas com as quais a atividade do projeto e os cenários propostos estão em conformidade, as normas brasileiras dos setores elétrico e ambiental, consulte a seção B.7 - Plano de Monitoramento - e a Seção D - Impactos ambientais - abaixo, que descrevem os procedimentos estabelecidos pelo ONS aplicados pela atividade do projeto e as normas e leis ambientais aplicáveis.

Além disso, nos próximos parágrafos é apresentado um histórico resumido do setor de geração de energia para demonstrar que o Brasil está promovendo a energia hidrelétrica como uma tecnologia de baixa emissão de gases de efeito estufa para a geração de energia.

Durante 2003 e 2004, o governo federal anunciou o novo modelo para o mercado brasileiro de eletricidade, apoiado pelas leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo decreto nº 5.163, de 30 de julho 2004. De acordo com a OECD¹⁹, “central para o novo modelo [e uma novidade no setor elétrico brasileiro] é a criação do "pool" ("Ambiente de Contratação Regulado", ACR), que combina a demanda de eletricidade e a capacidade de fornecimento por meio de contratos de longo prazo, que substituirão em bases competitivas os "contratos iniciais" herdados da década de 1990. Esses contratos foram concebidos como uma ponte entre a década de 1980 e o novo ambiente, após a privatização da maioria das empresas de distribuição e programados para expirar gradualmente a partir de 2002. O novo marco é inspirado no modelo de "comprador único", no qual uma entidade - normalmente o governo - compra toda a eletricidade dos produtores e a vende às distribuidoras. No entanto, apesar de estabelecer um mecanismo comum para a compra de energia, o modelo permite que o risco de mercado seja compartilhado entre os participantes, em vez de ser suportado exclusivamente pelo governo, que age mais como um leiloeiro do que como um comprador. Com contratos de longo prazo estabelecidos por meio do Pool, a incerteza de preços estará amplamente restrita à energia negociada no mercado livre de curto prazo e nos contratos bilaterais entre geradores e grandes consumidores.”

Voltando aos resultados iniciais do novo ambiente regulatório, a geração nova contratada nas 10 primeiras licitações sob o novo modelo (de 2004 a 2007), na verdade, as primeiras na história do setor elétrico brasileiro, foi predominantemente de combustível fóssil, a saber, 3,6% alimentada com biomassa, 35% de energia hidrelétrica e 61,4% alimentada com combustível fóssil²⁰.

Ciente dos impactos globais causados pelo aumento da geração de eletricidade com base em combustíveis fósseis e as correspondentes emissões de GEEs, o governo brasileiro, no *Plano Decenal de*

¹⁹ Regulamentação do setor elétrico EM Pesquisa Econômica do Brasil da OECD 2005.

²⁰ Esparta, A.R.J. (2008). *Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: A experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura*. Tese de PhD. Programa de Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, p. 42-43 (acessado em <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29042008-160752/pt-br.php> on 09-Jul-2012).

*Expansão da Energia Elétrica 2006-2015*²¹ reconheceu o potencial de redução de emissões de GEE dos projetos de energia hidrelétrica.

Tais resultados levaram o governo brasileiro a adotar ações regulatórias para integrar atividades de mitigação da mudança do clima em suas políticas de expansão de eletricidade, por exemplo, com leilões apenas para projetos de energia renovável, claramente uma política E.

Repetindo o texto da introdução, vale também mencionar que o governo brasileiro, já na primeira versão de seu *Plano Nacional sobre a Mudança do Clima*, incluiu o objetivo de manter uma alta participação de renováveis nas fontes primárias de energia e de aumentar a geração de energia hidrelétrica. O plano menciona que as centrais hidrelétricas reduzem cumulativamente 183 milhões de tCO₂e. A meta foi posteriormente informada pelo governo brasileiro à UNFCCC em janeiro de 2010, como um acompanhamento do Acordo de Copenhague, da seguinte maneira:

Aumentar o fornecimento de energia por centrais elétricas (faixa de redução prevista: 79 a 99 milhões de toneladas de CO₂ eq em 2020).

Portanto, parece claro aos PPs que, além da avaliação e demonstração da adicionalidade no DCP, a geração de energia hidrelétrica está sendo promovida pelo menos desde 2008 como uma tecnologia de baixa emissão de gases do efeito estufa, inequivocamente uma política E.

Resultado do passo 1b: Os cenários alternativos realistas e aceitáveis identificados para a atividade do projeto estão em conformidade com a legislação e normas obrigatórias levando em consideração a aplicação na região ou país e as decisões do CE sobre políticas e normas nacionais e/ou setoriais.

Ir para o passo 2 (análise de investimentos) ou para o passo 3 (análise de barreiras)

Os PPs aplicarão o passo 2, análise de investimentos.

Passo 2. Análise de investimentos

Determine se a atividade de projeto proposta não é:

- (a) A mais atraente econômica ou financeiramente; ou
- (b) Econômica ou financeiramente viável, sem a receita da venda das reduções certificadas de emissões (RCEs).

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado

De acordo com a "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade", três opções podem ser aplicadas para realizar a análise de investimentos. São elas: "análise de custo simples" (opção I), "análise comparativa de investimentos" (opção II) e "análise de benchmark" (opção III). A adicionalidade do projeto é avaliada e demonstrada por meio de uma análise de benchmark do investimento; opção III.

As opções I e II não se aplicam à atividade do projeto proposta, pois:

²¹ MME:EPE (2006). *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015*. Ministério das Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética, páginas 121, 271 e 294.

- Opção I – tanto a atividade de projeto do MDL como as alternativas identificadas geram benefícios financeiros e econômicos além da receita relacionada ao MDL.
- Opção II – a implementação de outros tipos de projeto de geração de energia renovável - por exemplo, projetos de cogeração ou de pequenas centrais hidrelétricas - não são alternativas possíveis no local onde o projeto está planejado.

Além disso, de acordo com o parágrafo 19, Anexo 5, EB 62, a análise de benchmark é o método mais apropriado para demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto do MDL proposta, uma vez que a alternativa para a implementação da UHE *Teles Pires* é o fornecimento de eletricidade para a rede.

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

O indicador financeiro mais adequado e amplamente usado para a análise do benchmark é a taxa interna de retorno (TIR). A TIR é a taxa de retorno composta efetiva anualizada que pode ser obtida sobre o capital investido, ou seja, o rendimento sobre o investimento. Em outras palavras, é a taxa de desconto precisa que torna o valor presente dos retornos futuros de caixa de um investimento de capital exatamente igual à quantia inicial de capital investido. Se a TIR for maior que o benchmark, o investimento é uma oportunidade atraente; se for menor, o investimento está abaixo do padrão, do ponto de vista do custo de capital.

Naturalmente, os investidores estão em geral procurando um retorno constante e seguro sobre seus investimentos; como consequência, ao investir em uma atividade (setor) diferente, como o de geração de energia renovável, espera-se uma taxa de retorno maior, devido a todos os riscos envolvidos.

O Banco Mundial publicou um relatório em 2008²² afirmando que *“a combinação de incertezas regulatórias decorrentes do marco legal ambiental e (em menor extensão) do marco legal que rege o setor de energia, representa riscos substanciais aos possíveis investidores. Os investidores têm que, necessariamente, precificar esse risco e repassar um custo mais alto ao consumidor. O órgão regulador do setor (ANEEL) estima que investidores somente estão preparados para investir na geração de eletricidade se as taxas de retorno forem aproximadamente 15%”*.

Além disso, a ANEEL também calculou um retorno adequado sobre os investimentos de capital no setor de distribuição de eletricidade brasileiro, conforme descrição em seu relatório técnico de 2008²³, por meio do que avaliou que o custo do capital próprio para investimento no setor de distribuição de energia deveria ser de 13,75% em termos reais. De acordo com o IPEA²⁴, a metodologia atual adotada pela ANEEL para estimar a taxa de retorno (custo de capital) deveria ser modificada com o acréscimo do risco-país, risco cambial e risco regulatório, a fim de estimar um retorno mais apropriado. Com base nisso, o retorno previsto sobre o capital próprio em termos reais deveria estar entre 13,4 e 15,4%²⁵ no setor de energia dos países anfitriões.

²² Licenciamento ambiental de projetos hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição ao Debate, Volume I, Relatório Resumido, 2008. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/EXTWAT/Resources/4602122-1214578930250/Summary_Report.pdf>.

²³ Nota técnica da ANEEL 68/2007, §108. Disponível em <http://bit.ly/QV3bV1>.

²⁴ O Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) é uma fundação pública associada à Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência e é responsável por prestar apoio técnico e institucional ao governo.

²⁵ Custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária. Abril de 2006. Disponível em: <http://desafios.ipea.gov.br/pub/td/2006/td_1174.pdf>.

Outro benchmark adequado é calculado com a aplicação do *Custo Médio Ponderado do Capital* (CMPC) para o setor de geração de energia no Brasil.

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 ao calcular o valor presente líquido (VPL) do mesmo, ou simplesmente comparando seu valor à taxa interna de retorno (TIR) do projeto (de acordo com o parágrafo 12, Anexo 5, EB 62). 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.

De acordo com o parágrafo 6 das Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos, “os valores de entrada usados na análise de investimentos devem ser válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento pelos participantes do projeto”. De acordo com a seção C.1.1 abaixo, o primeiro compromisso de gasto relacionado ao projeto e, portanto, a decisão de implementar a UHE Teles Pires, aconteceu quando o contrato EPC foi assinado. Isso ocorreu em 19 de agosto de 2011; depois, o CMPC do setor foi calculado aplicando os dados do ano de 2011. O cálculo do CMPC tem como base parâmetros que são padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa subjetiva de rentabilidade ou perfil de risco desse desenvolvedor de projetos em particular, é igual a 7,27% e foi calculado usando a 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. O *We* aplicado é de 50,00% e *Wd* é de 50,00%, de acordo com o parágrafo 18 das “Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos”, versão 5 (EB 62 Anexo 5).

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. 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 proporção 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 da atividade do projeto proposta, é aplicável o fator do imposto de 34%. Esse método para o cálculo do imposto de renda de pessoa jurídica e da contribuição social é denominado Lucro Real.

O custo da dívida é determinado por meio da soma do custo financeiro, o spread do BNDES e a taxa de risco de crédito. O custo financeiro corresponde a uma média de 5 anos da taxa de juros de longo prazo definida pelo BNDES. A média de 5 anos adotada para calcular a TJLP tem por objetivo refletir uma média conservadora da taxa de juros de longo prazo, considerando que ela apresenta uma ampla faixa de variação no decorrer dos anos. O spread do BNDES está considerando o custo da TJLP para o BNDES e é estimado em 0,9% para projetos que geram eletricidade²⁷. A taxa de risco de crédito é determinado pelo BNDES de acordo com o risco de crédito que o patrocinador do projeto apresenta no momento da solicitação para financiamento. A taxa de risco de crédito é 2,09%.

Além disso, 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 (d) no Brasil é reduzido do número nominal obtido. O (d) é obtido do Banco Central Brasileiro (www.bcb.gov.br) e tem apresentado uma variação muito pequena nos últimos 5 anos.

Este parâmetro é calculado através da seguinte equação:

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

Os valores usados no cálculo do custo da dívida são apresentados na tabela abaixo:

Tabela 3: Cálculo de custo da dívida (Kd)

Custo da dívida (Kd)	
(a) Custo financeiro ²⁶	6,27%
(b) Taxa do BNDES ²⁷	0,90%
(c) Taxa de risco de crédito ²⁷	2,09%
(d) Taxa de intermediação financeira ²⁷	0,5%
(a+b+c+d) Custo da dívida antes dos impostos	9,76%
(t) Alíquota do imposto marginal ²⁸	34,00%
(d) Previsão de inflação ²⁹	4,50%
Custo da dívida depois dos impostos (ao ano)	1,86%

De acordo com a tabela acima, *Kd* é de 1,86%.

Ke é o custo do capital próprio e representa a taxa de retorno para investimentos de capital próprio, sendo estimado pela equação:

$$Ke = ((1 + (Rfr + \beta * Rm + Rc)) / (1 + \pi')) - 1$$

O custo do capital próprio (*Ke*) foi determinado considerando dados dos EUA disponíveis ao público, a fim de determinar a taxa livre de risco (*Rf*), a inflação prevista dos EUA (*I*) e o prêmio de risco do capital próprio (*Rm*) no momento da decisão de investimento do projeto. Considerando que a atividade de projeto proposta localiza-se no Brasil e gerará eletricidade, os participantes do projeto customizaram esses parâmetros aplicando o prêmio estimado do risco-país (*Rc*) e o risco setorial (β) do setor energético.

Taxa livre de riscos (*Rf*)

Rf é a taxa livre de riscos. A taxa livre de riscos usada para cálculo do *Ke* é uma taxa de títulos de longo prazo. Esses títulos têm como base títulos do Tesouro dos EUA, que são títulos de longo prazo de um mercado maduro.

²⁶ Informação disponível em <http://bit.ly/NYMsym>.

²⁷ Informação disponível em <http://bit.ly/NYMtlQ>.

²⁸ Informação disponível em <http://www.receita.fazenda.gov.br/Alíquotas/ContribPj.htm>.

A taxa livre de riscos é a taxa padrão disponível no mercado, que representa a taxa de investimento padrão disponível para os investidores. Esta taxa livre de riscos atua como o número do custo da oportunidade, permitindo que os investidores comparem e meçam o valor para eles de procurar por um risco alternativo e de recompensar oportunidades versus simplesmente comprar e deter o instrumento livre de riscos disponível para compra no mercado.

A taxa livre de riscos (4,24%) foi obtida como o rendimento de títulos do Tesouro dos EUA de 10 anos em agosto de 2010. A fim de ajustar a taxa livre de riscos (R_f) à taxa de inflação ajustada, a taxa de inflação prevista (para os Estados Unidos) (I) é reduzida. A inflação é calculada com base nos títulos TIPS (Treasury Inflation Protected Securities) do Tesouro norte-americano à vista, que são prontamente cotados no mercado.

Risco setorial (β)

O risco setorial (β ou valor de beta) significa a sensibilidade média de empresas comparáveis naquele segmento a movimentos do mercado subjacente. O valor de beta (β) é derivado da correlação entre os retornos de empresas dos EUA do setor e o desempenho dos retornos no mercado dos EUA. O valor de beta (β) foi ajustado à alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo tanto riscos estruturais como financeiros. O valor de beta (β) ajusta o prêmio do mercado ao setor.

O valor de beta (1,41) foi calculado usando um valor médio de 0,85 (desalavancado) para os geradores de energia dos EUA (concessionárias de energia e elétricas), tendo como referência os valores fornecidos pela Damodaran Online³⁰ e calculado na planilha Excel apresentada à EOD durante a validação do projeto, e alavancado usando a relação dívida no mercado/capital próprio (50/50), que é comum para o setor industrial no Brasil, e um imposto de renda de 34%.

Prêmio de risco do capital próprio (R_m)

R_m representa o prêmio do risco do capital próprio, 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 das 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.

Este prêmio é obtido levando em consideração os retornos médios do desempenho de mercados de ações grandes locais ou estrangeiros em um período específico de tempo e subtraindo dele o desempenho/retornos dos títulos livres de riscos correspondentes.

O prêmio do risco de capital próprio (6,03%) foi calculado usando os retornos anuais sobre investimentos em ações (11,32%) menos os retornos anuais sobre investimentos em T-Bonds (5,28%), ambos tendo como fonte A. Damodaran, New York University "Historical data on Stocks, Bonds and Bills - US".³⁰ O prêmio do risco do capital próprio é considerado razoável e mede a taxa de retorno que

²⁹ Informação disponível em <http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf>.

³⁰ Fonte: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

os investidores buscam para compensá-los pelo investimento em ativos com maior risco de capital próprio ao invés de em títulos livres de riscos. Isso é considerado apropriado e aceitável.

Estimativa do prêmio pelo risco país (R_c)

O risco país brasileiro (R_c) foi considerado e resultou na taxa livre de riscos aplicada ao cálculo. Portanto, a taxa inclui o risco país brasileiro. Existe um risco maior associado ao investimento no Brasil, ou em títulos brasileiros, em comparação com um mercado maduro, como o dos Estados Unidos.

O prêmio do risco-país para o Brasil é 2,37 %. Ele usa o JPMorgan Emerging Markets Bond Index Plus (EMBI+) como benchmark de dívida líquida em dólares norte-americanos para mercados emergentes, que monitora os retornos totais para instrumentos de dívida externa negociados ativamente nos mercados emergentes.

Observe que na fórmula acima existe o fator EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus, Índice de Títulos de Mercados Emergentes), considerado como o prêmio pelo risco país, R_c . 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+ do 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. Além disso, considerando que o EMBI+ é um parâmetro dado pelo governo brasileiro e que a economia brasileira apresenta mais variações em comparação com a economia dos EUA, os dados da média de 5 anos usados para calcular esse parâmetro se destinam a ser mais conservadores.

Os valores usados no cálculo do custo do capital próprio são apresentados na tabela abaixo:

Tabela 4: Cálculo do custo do capital próprio (K_e)

Custo do capital próprio (K_e)	
(R_f) Taxa livre de riscos ³¹	4,24%
(R_m) Prêmio de risco do capital próprio ³¹	6,03%
(R_c) Estimativa do prêmio pelo risco-país ³²	2,37%
(β) Risco setorial ³¹	1,41
(I) Inflação prevista dos EUA ³³	2,17%
Custo do capital próprio com o risco país brasileiro (a.a.)	12,67%

³¹ Informações disponíveis em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

³² Informações disponíveis em: <http://www.ipeadata.gov.br/>

³³ Informações disponíveis em: <http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm>.

De acordo com a tabela acima, Ke é de 12,67%. Como pode-se ver, Ke deriva de uma taxa livre de riscos mais o prêmio de risco do mercado ajustado ao setor através de Beta (β).

Inserindo esses números na fórmula do CMPC:

$$WACC = 50,00\% \times 1,86\% + 50,00\% \times 12,67\% = 7,27\%$$

Todas as informações usadas no cálculo do benchmark estão plenamente referenciadas na planilha de cálculo do CMPC (Apêndice 1 do DCP). A planilha com o cálculo do CMPC faz parte do DCP.

Todos os benchmarks acima mencionados, substanciados por uma terceira parte/fontes independentes, são adequados aos investimentos no setor elétrico brasileiro e estão de acordo com os dados usados para a tomada da decisão de investir no projeto. O mais importante é que todos os dados estão em conformidade com a exigência definida na “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” e nas “Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos”. Assim, os participantes do projeto selecionaram o benchmark mais conservador aplicável à atividade do projeto, que corresponde ao CMPC de 7,27 %.

Subpasso 2c - Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Como mencionado acima, o indicador financeiro identificado será a Taxa Interna de Retorno (TIR), que pode ser a TIR do projeto ou a TIR do capital próprio. A TIR do projeto pode ser comparada com o CMPC e a TIR do capital próprio com o Retorno sobre o Capital Próprio (Ke)³⁴.

Principais valores de entrada no cálculo da TIR, além de uma breve justificativa para seu uso, são fornecidos na Tabela 5. Todas as informações usadas no cálculo da taxa estão plenamente referenciadas na planilha de cálculo da TIR (Apêndice 2 do DCP). A planilha com o cálculo da TIR faz parte do DCP.

Tabela 5 - Principais valores de entrada do cálculo da TIR

<u>Parâmetro</u>	<u>Valor</u>	<u>Fonte</u>
Características da geração		
Capacidade instalada (MW)	1820	PBC ⁵
Energia assegurada prevista (MW _{méd})	940,6	PBC ⁵
Geração de energia anual bruta prevista (MWh)	8.239.656	Calculado ³⁵
Consumo interno de energia (%)	0,0 ³⁶	CCEE (Regras de Comercialização – Módulo 2) ³⁷

³⁴ Orientação 12, Anexo 5, EB 62.

³⁵ A energia anual bruta prevista fornecida à rede foi calculada com base na geração de energia assegurada prevista multiplicada pela quantidade de horas (8760) em um determinado ano de calendário. A fim de obter a quantidade de energia prevista fornecida à rede, o consumo próprio das plantas é subtraído da energia bruta gerada.

³⁶ De acordo com as regras de comercialização da CCEE, o consumo interno deve ser estimado pelos PPs antes do início da operação e de os procedimentos de medição do consumo interno prescritos pela CCEE estarem implementados. O consumo interno definido pelos participantes do projeto é de 0,2% da geração total de eletricidade, com base apenas na experiência dos participantes do projeto e na estimativa interna. No entanto, devido à falta de uma evidência documental desse valor, o consumo interno é definido de maneira conservadora como zero no cálculo da TIR do projeto.

³⁷ Cálculo com base nas “Regras de Comercialização – Módulo 2” Disponível em:

http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Regras/explicativo_09_2.pdf



Investimentos, despesas operacionais e tarifas setoriais		
Investimento total – CAPEX (BRL)	3.567.628.457	Contrato EPC
O&M (BRL/ano)	16.759.000	Orçamento de Teles Pires
TUST (BRL/kW mês) ³⁸	Item I do DCP	ANEEL por meio da Resolução de Ratificação nº 1.086, de 16 de novembro de 2010 ³⁹
UBP ⁴⁰ (BRL/ano)	5.515	Relatório de solicitação de financiamento enviado ao Banco Nacional de Desenvolvimento ⁴¹
TFSEE ⁴² (BRL/kW)	385,73	Despacho ANEEL nº 4.080, de 27 de dezembro de 2010 ⁴³ .
TAR ⁴⁴ (BRL/MWh)	68,34	Resolução ANEEL nº 1.096, de 14 de dezembro de 2010 ⁴⁵
Royalties (%)	6,75	ANEEL ⁴⁶
ONS (BRL/ano)	5.462.372	ANEEL ⁴⁷
P&D (% da receita operacional líquida)	1,00	Art. nº 2 da Lei nº 9.991/00 ⁴⁸
Impostos aplicáveis		
Imposto de renda (%)	25	Art. nº 2 da Lei nº 9.430/96 ⁴⁹
PIS (%) ⁵⁰	1,65	Art. nº 2 da Lei nº 10.637/02 ⁵¹
COFINS (%) ⁵²	7,6	Lei nº 9.718/98 ⁵³
CSLL ⁵⁴ (%)	9	Art nº 3 da Lei nº 7.689/88 ⁵⁵

³⁸ Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Esclarecimento e referência no item “I”, “custos totais de operação”, “subpasso 2d-análise de sensibilidade”.

³⁹ Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/atdsp20104080.pdf>>

⁴⁰ Tarifa de Uso do Bem Público (UBP).

Esclarecimento e referências no item “II”, “custos totais de operação”, “subpasso 2d-análise de sensibilidade”.

⁴¹ Consulta prévia para enquadramento UHE Teles Pires. Março de 2011.

⁴² Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE). Esclarecimento e referências no item “III”, “custos totais de operação”, “subpasso 2d-análise de sensibilidade”.

⁴³ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/atdsp20104080.pdf>

⁴⁴ Tarifa Atualizada de Referência (TAR). Essa entrada é usada para calcular a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH).). Esclarecimento e referências nos itens “IV” e “V”, “custos totais de operação”, “subpasso 2d-análise de sensibilidade”.

⁴⁵ Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20101096.pdf>>

⁴⁶ ANEEL (2005). Atlas da Energia Elétrica do Brasil (2ª edição). Compensação Financeira e Royalties (disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_11.htm>, acessado em 11 de novembro de 2011).

⁴⁷ Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2004328.pdf>> Cálculo completo disponível no Apêndice 2, cálculo da TIR.

⁴⁸ Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9991.htm>.

⁴⁹ Disponível em: <<http://www.normaslegais.com.br/legislacao/tributario/lei9430.htm>>.

⁵⁰ Programa de Integração Social (PIS).

⁵¹ Disponível em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/Leis/2002/lei10637.htm>>.

⁵² Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

⁵³ Disponível em: <<http://www.normaslegais.com.br/legislacao/tributario/lei9718.htm>>.

⁵⁴ Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). Disponível em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/Alíquotas/ContribCsl/Alíquotas.htm>>.

Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica			
Tarifa de eletricidade (R\$/MWh)	ACR (85%)	58,35	Relatório de solicitação de financiamento enviado ao Banco Nacional de Desenvolvimento
	ACL	145	Relatório de solicitação de financiamento enviado ao Banco Nacional de Desenvolvimento
Outros			
Depreciação (anos)		10 e 25	Instrução Normativa nº 162 ⁵⁶ , de 31/12/1998, e Instrução Normativa nº 130 ⁵⁷ , de 10/11/1999

A TIR do projeto foi calculada usando o pressuposto apresentado acima que mostra que, sem considerar a receita de RCEs, é de 3,38%, significativamente menor que o benchmark escolhido, o CMPC do setor, de 7,27%. O resultado demonstra claramente que a atividade do projeto tem um indicador menos favorável que o benchmark e não pode ser considerada financeiramente atraente.

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade, conforme estabelecida pelas “*Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos*”, deve ser conduzida considerando variáveis que constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto, incluindo os custos iniciais do investimento. Portanto, as variações serão feitas pela alteração do seguinte parâmetro:

- Reduzindo as despesas de investimento (custos de investimento).
- Aumentando a receita do projeto (tarifa de eletricidade);
- Aumentando a geração de energia pela planta (geração de energia);
- Reduzindo o custo de operação (custos totais de operação)

Foram realizadas análises financeiras alterando cada um desses parâmetros em 10%, bem como a variação necessária para atingir o benchmark, e avaliando o impacto na TIR do projeto (orientação 21, EB62, Anexo 5). O resultado é apresentado abaixo na Tabela 6.

Tabela 6 – Análise de sensibilidade

	TIR com variação de 10%	Varição para atingir o benchmark
Valor original	3,38%	n.a.
Custos de investimento	4,37%	-32,30%
Tarifa de eletricidade	4,57%	35,10%

⁵⁵ Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L7689.htm>.

⁵⁶ Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/ant2001/1998/in16298.htm>

⁵⁷ Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/ant2001/1999/in13099.htm>

Geração de energia	5,63%	18,00%
Custos totais de operação	3,97%	-72,00%

O próximo parágrafo discute por que essas variações não refletem uma faixa realista de pressupostos para os parâmetros de entrada da análise financeira.

Custos de investimento: É bastante improvável que ocorra uma diminuição de 32,30% nos custos de investimento, pois é muito mais provável que os projetos de energia hidrelétrica tenham, ao invés disso, aumentos durante a construção. O investimento total necessário para construir a planta, conforme apresentado no fluxo de caixa, corresponde ao custo estimado do investimento feito pelo proprietário do projeto. Especificamente para o projeto, os PPs assinarão um contrato EPC, que pode ser usado para confirmar as estimativas preliminares. Esse tipo de contrato fixa o preço para construir uma planta e qualquer variação a favor ou contra o projeto fica por conta da empresa de construção, significando que nenhuma variação na TIR do projeto pode ser razoavelmente atribuída a uma variação nos custos de investimento.

A conclusão tem o respaldo de resultados de análises de documentos de pares relacionados à estimativa de custos e cronogramas de construção em países em desenvolvimento. Usando uma amostra de 125 projetos (59 termelétricas e 66 hidrelétricas), Bacon e Besant-Jones (1998)⁵⁸ mostram que, embora a razão entre custo real e estimado possa ser menor que um (indicando um investimento real menor que o estimado), menos de 10% dos projetos analisados tiveram investimentos abaixo do previsto. Uma das conclusões do documento é que “os valores estimados tiveram uma tendência significativamente abaixo dos valores reais”.

A partir das informações acima, os PPs estão confiantes em afirmar que é bastante improvável uma redução nas despesas de investimento da atividade do projeto e que uma redução de 32,30% nos custos de investimento não é possível.

Tarifa de eletricidade: A tarifa de eletricidade do projeto foi estabelecida no leilão de energia realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 17 de dezembro de 2010⁵⁹. O valor da tarifa de eletricidade foi fixado em R\$58,35⁶⁰ por um período de 30 anos (com início em 1 de janeiro de 2015), que será comercializado no ambiente de contratação regulada (ACR). De acordo com o edital do leilão, 85% do fornecimento de energia anual previsto para a rede⁶¹ no momento do leilão tinha que ser comercializado no ACR. A energia restante pode, assim, ser comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL), com um preço aqui estimado em R\$145,00. Como a tarifa para o ACR é fixa, é necessária uma variação de 35,10% na receita total de vendas de eletricidade no ACL, o que corresponde a uma participação significativamente menor da geração de energia prevista, para atingir o benchmark, sendo, claramente, um cenário implausível.

⁵⁸ 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, pp 317-333.

⁵⁹ Decreto do MME 820 4/out/2010 (acessado em <www.aneel.gov.br/cedoc/prt2010820mme.pdf> em 11 de novembro de 2011).

⁶⁰ Resultados do 11º leilão de geração de energia nova ANEEL 04/2010 - Projetos hidrelétricos 2015-H30 (acessado a partir de http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/resultado_A-5_4-2010.pdf on 11 November 2011).

⁶¹ ANEEL - Edital Leilão N° 04/2010, Anexo VIII.

Energia anual fornecida à rede: A energia anual prevista fornecida à rede pelo projeto, de acordo com o estabelecido pelo Ministério das Minas e Energia (Decreto MME nº27/2010) é calculada com base em dados hidrográficos históricos de longo prazo (disponíveis desde a década de 1930) e, portanto, não é provável que a energia anual média de longo prazo fornecida seja significativamente diferente do valor usado na análise financeira.

O modelo de eletricidade brasileiro define que a comercialização de energia elétrica seja realizada em dois ambientes, o *Ambiente de Contratação Regulada* (ACR⁶²) e o *Ambiente de Contratação Livre* (ACL⁶³).

No ACR, os vendedores e distribuidores de energia elétrica podem participar por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE. A fim de assegurar a conformidade com a demanda do mercado, os agentes de distribuição podem adquirir energia de acordo com o artigo 13 do Decreto nº 5.163/2004:

- Leilões para compra de energia elétrica de plantas de geração novas e existentes;
- Geração distribuída, contanto que a contratação seja precedida por uma chamada pública feita pelo agente de distribuição e limitada a uma quantidade de 10% do mercado do distribuidor;
- Plantas que geram energia elétrica a partir do vento, PCHs e plantas de biomassa que foram contratadas no primeiro estágio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica⁶⁴ e;
- Central hidrelétrica Itaipu Binacional

No ambiente de contratação livre, podem participar os agentes de geração e de comercialização, bem como os importadores, exportadores e consumidores livres de energia elétrica. Nesse ambiente, os volumes de compra e venda de energia elétrica, bem como seu preço, podem ser negociados livremente por meio de contratos bilaterais. Além da existência de dois ambientes de comercialização, conforme explicação acima, há um mercado de curto prazo (administrado pela CCEE), no qual a diferença entre a energia física gerada/consumida e a energia contratada é contabilizada e liquidada. A participação é compulsória para geradores, distribuidores, importadores, exportadores, negociantes e consumidores livres interligados ao SIN. O preço de mercado usado no mercado de curto prazo é denominado *Preço de Liquidação das Diferenças* (PLD). O PLD é calculado com base na predominância da geração hidrelétrica, com o objetivo de encontrar o equilíbrio ideal entre o benefício atual de usar os recursos hidrelétricos (água) e armazená-los, medido em termos da economia prevista de óleo combustível consumido pelas centrais termelétricas. Portanto, com base nas condições hidrográficas, na demanda de energia, nos preços dos combustíveis, no custo do déficit, no início da operação de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho ideal para um determinado período, definindo a geração hidráulica e térmica para cada submercado.

⁶² Definição oficial de Ambiente de Contratação Regulada (ACR) disponível em:
<<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=fbcca5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>.

⁶³ Definição oficial de Ambiente de Contratação Livre (ACL) disponível em:
<<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=84dca5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>.

⁶⁴ PROINFA.

A fim de compartilhar e mitigar os riscos hidrográficos associados com a centralização de despacho e otimização do sistema hidrotermal pelo ONS, é usado o *Mecanismo de Realocação de Energia* (MRE). O objetivo é assegurar que todas as plantas que fazem parte do MRE recebam seus níveis de garantia física sem importar seu nível de geração de energia, contanto que a geração total do MRE não fique abaixo da garantia física total do sistema. Isso significa que o MRE realoca energia, transferindo o excedente daquelas que produzem além de sua garantia física para aquelas que geraram menos. Em outras palavras, a intenção do MRE é assegurar que todos os geradores comercializem a energia assegurada atribuída a eles, sem importar sua geração real de energia.

A realocação/transferência de energia entre hidrelétricas incorre no custo denominado “custo mínimo da água”, que tem como base uma tarifa de otimização determinada pela ANEEL para cobrir o custo progressivo incorrido na operação e manutenção da planta, o pagamento de uma taxa de compensação da tarifa financeira de recursos hidrográficos usados, que é calculada com base na quantidade de energia gerada. Quando a energia atribuída de um gerador após ser realocada no MRE for maior que a contratada, o gerador tem o direito de vender esse excedente no mercado de curto prazo, ao valor momentâneo do PLD. O mesmo se aplica na situação oposta, na qual o gerador terá que comprar energia do mercado de curto prazo se não estiver em conformidade com suas obrigações contratuais (déficit na geração de energia). Como consequência, isso significa que se uma planta gerar mais energia e ela for realocada no MRE, a taxa de compensação que a planta recebe não gerará nenhuma receita adicional, apenas cobrirá o custo (O&M) de sua geração adicional.

Além disso, sendo a UHE Teles Pires definida pela ANEEL como participante na distribuição das perdas que ocorrem na rede básica, essas perdas devem ser consideradas. De acordo com a regulamentação do setor, a UHE Teles Pires tem permissão apenas para negociar uma quantidade de eletricidade já descontando essas perdas.

A atividade de projeto proposta tem a obrigação contratual de vender 85% de sua energia assegurada no mercado ACR a um preço fixo, determinado pelo leilão de energia, e o restante, menos as perdas, no mercado ACL. É relevante mencionar que o valor usado na análise financeira já considera a otimização do potencial de energia hidrelétrica da planta, que aumentou a energia assegurada da planta em 2,75%, de 915,4 MW_{méd} no momento do leilão para 940,6 MW_{méd}. Com base no acima mencionado, o pressuposto de um aumento consistente de 18,00% na energia anual média de longo prazo fornecida à rede definitivamente não é possível.

Custos totais de operação: Os resultados da análise de sensibilidade mostram que se o projeto sofresse uma redução de 72,00% dos custos de operação, a TIR do projeto atingiria o benchmark de 7,27%. Esse não é um cenário plausível e nos parágrafos seguintes são apresentados alguns motivos para confirmar a adequação dos custos de operação presumidos.

As tarifas a seguir fazem parte dos custos de operação, conforme descrição abaixo:

- I. “TUST” é a tarifa de uso das linhas de transmissão de energia elétrica, que foi fixada pela ANEEL até 2021⁶⁵;

Tabela 7 - Evolução anual da tarifa TUST da ANEEL

⁶⁵ A tarifa de uso das linhas de transmissão foi estabelecida pela ANEEL (Resolução nº 1086, de 16 de novembro de 2010).

Período	Tarifa TUST R\$ kW/mês
jul./14 - jun./15	9,070
jul./15 - jun./16	8,849
jul./16 - jun./17	8,628
jul./17 - jun./18	8,407
jul./18 - jun./19	8,186
jul./19 - jun./20	8,186
jul./20 - jun./21	8,186
jul./21 - jun./22	8,186
jul./22 - jun./23	8,186
jul./23 - jun./24	8,186

- II. “UBP” é a tarifa pelo uso de um bem público, que foi determinada pelo Edital do Leilão⁶⁶ e consiste em um valor anual de R\$ 5.514.831,81.
- III. “TFSEE” é uma taxa de fiscalização cobrada pela ANEEL, que é demonstrada na Tabela 8 abaixo, tem aumentado de maneira consistente;

Tabela 8 - Evolução anual da taxa de fiscalização da ANEEL⁶⁷

Ano	Tarifa TFSEE R\$/ kW
2011	385,73
2010	363,60
2009	335,42
Em 11 de abril	303,78
2007	289,22

- IV. “CFURH” é considerada a compensação financeira para a exploração hidrográfica de recursos hídricos e está estabelecida como 6,75% da energia elétrica efetivamente gerada medida⁶⁸ multiplicada pela tarifa atualizada de referência (“TAR”). Esse valor é fixado pela ANEEL, de acordo com a constituição federal, artigo 20, que define os recursos hidrográficos potenciais como propriedade da União e, portanto, estabelece a necessidade de uma compensação financeira por sua exploração.

⁶⁶ Edital Público ANEEL 04/2010 – Anexo 9 – Instrumentos e parâmetros.

⁶⁷ Portaria ANEEL nº 360, datada de 4 de fevereiro de 2011.

⁶⁸ ANEEL (2005). Atlas Brasileiro de Energia Elétrica (2ª edição) - “Compensação Financeira e Royalties” (disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_11.htm, acessado em 11 de novembro de 2011).

- V. “TAR” representa a tarifa atualizada de referência⁶⁹ e é um parâmetro usado para calcular a compensação financeira mencionada no item IV. Essa tarifa é fixada pela ANEEL e revisada a cada quatro anos, porém atualizada anualmente, conforme demonstrado na Tabela 9 abaixo.

Tabela 9 - Evolução de preços da tarifa de referência

Ano	Determinado pela Resolução	Valor da tarifa TAR (R\$)
2011	ANEEL N° 1096, 14.12.2010	68,34
2010	ANEEL N° 917, 08.12.2009	64,69
2009	ANEEL N° 753, 16.12.2008	62,33
Em 11 de abril	ANEEL N°586, 11.12.2007	60,04
2007	ANEEL N°404, 12.12.2006	57,63
2006	ANEEL N°192, 19.12.2005	55,94
2005	ANEEL N°285, 23.12.2004	52,67
2004	ANEEL N° 647, 08.12.2003	44,20
2003	ANEEL N°797, 26.12.2002	39,43

- VI. A tarifa “ONS” se refere ao reembolso de parte dos custos de administração e operação do ONS aplicados aos agentes de geração, transmissão e distribuição, bem como a consumidores livres que estão interligados à rede nacional⁷⁰.
- VII. A tarifa de P&D (pesquisa e desenvolvimento) corresponde a pelo menos 1% da receita líquida de cada gerador independente de energia, conforme determina o Artigo 2 da Lei n° 9.991, de 24 de julho de 2000⁷¹.

Os custos de operação e manutenção são estabelecidos contratualmente entre o desenvolvedor do projeto e o prestador de serviço a uma taxa fixa. Além disso, todas as tarifas aplicáveis descritas e demonstradas acima são determinadas por entidades nacionais específicas e é bastante improvável que ocorra uma diminuição dos custos/tarifas de operação; e, mais importante, é mais realista esperar um aumento, conforme demonstrado acima. Adicionalmente, todos os preços têm corretamente como base a taxa de inflação anual. Portanto, nenhuma diminuição significativa dos custos de O&M pode ser razoavelmente esperada.

Esses resultados mostram claramente que apenas sob circunstâncias bastante irrealistas e altamente favoráveis seria possível atingir o benchmark da TIR do projeto. Podemos concluir que a TIR é mais baixa que o benchmark por causa de vários pressupostos realistas sobre os principais parâmetros de entrada e, portanto, o projeto não é financeiramente atraente.

Resultado do passo 2d

⁶⁹ Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=536>>.

⁷⁰ Resolução ANEEL n° 328, de 12 de agosto de 2004.

⁷¹ Lei 9.991, de 24 de julho de 2000.

A TIR da atividade do projeto sem estar registrada como um projeto de MDL fica significativamente abaixo do benchmark do setor, demonstrando que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para os investidores. Portanto, o cenário alternativo 2 seria a alternativa mais plausível à atividade do projeto, ou seja, a continuidade da situação atual com a eletricidade adicional sendo fornecida pela Rede Interligada Nacional.

Passo 3. Análise de barreiras

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 de adicionalidade, “os projetos são considerados semelhantes se estiverem no mesmo país/região e/ou se tiverem como base uma tecnologia semelhante de forma ampla, tiverem escala semelhante e ocorrerem em um ambiente comparável com relação a marco regulatório, clima de investimentos, acesso a tecnologia, acesso a financiamento etc.”.

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

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

A atividade de projeto do MDL proposta corresponde à opção (b), uma vez que ela consiste na substituição de eletricidade da rede para geração de eletricidade a partir de uma central hidrelétrica⁷².

A abordagem por passos prescrita na ferramenta de adicionalidade é aplicada nos próximos parágrafos.

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

Considerando que a *Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica Teles Pires* tem uma capacidade instalada de 1.820 MW e aplicando uma faixa de geração de +/-50% , apenas plantas com capacidade instalada entre 910 e 2.730 MW serão consideradas na análise.

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

⁷² EB 62, Anexo 8

As plantas consideradas na análise foram selecionadas seguindo as definições de geração e área geográfica apresentadas na ferramenta de adicionalidade.

(i) *Saída*

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, a geração considerada é identificada como a faixa de capacidade instalada definida no *passo I* acima, ou seja, entre 910 e 2.730 MW de todas as plantas interligadas ao sistema interligado brasileiro.

(ii) *Área geográfica aplicável*

A ferramenta de adicionalidade afirma: “*Área geográfica aplicável abrange o país anfitrião inteiro, por padrão; se a tecnologia aplicada no projeto não for específica do país, a área geográfica aplicável deve ser estendida a outros países*”.

A tecnologia a ser aplicada no projeto não é específica ao país. Não obstante, o Brasil tem uma extensão de 8.514.876.599,6 quilômetros quadrados⁷³ (com mais de 4.000 km de distância no eixo norte-sul, bem como no eixo leste-oeste) e seis regiões climáticas: subtropical, semiárida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida). Obviamente, essas variedades climáticas têm forte influência sobre os aspectos técnicos relacionados a projetos de energia hidrelétrica. Como citado por Veselka⁷⁴, o clima afeta todos os principais aspectos do setor de energia elétrica, desde a geração de eletricidade, sistema de transmissão e distribuição à demanda de consumo de energia. Portanto, é razoável considerar que a tecnologia pode variar consideravelmente de local para local dentro do país.

Além disso, os projetos que fornecem eletricidade à rede nacional podem diferir significativamente entre si, considerando o tipo de projeto, a região a ser implementada, o clima, a topografia, a disponibilidade de linhas de transmissão, a regularidade de vazão dos rios (no caso de projetos hidrelétricos), etc. Por esses motivos, é extremamente difícil e não razoável comparar diferentes potenciais e plantas de energia hidrelétrica sem considerar as especificidades mencionadas. Além disso, não é possível instalar as centrais hidrelétricas em um local ideal em relação a centros de carga e linhas de transmissão, nem transferi-las facilmente (movê-las para uma nova região em que é oferecida uma tarifa melhor) como, por exemplo, as centrais elétricas modulares alimentadas com combustível fóssil (diesel, gás natural). As diferenças podem ser ainda maiores se não houver possibilidade de um grande armazenamento de água, como no caso da atividade do projeto de energia hidrelétrica de fio d’água proposta.

No entanto, por motivos de excesso de conservadorismo, serão considerados na análise todos os projetos de energia hidrelétrica interligados ao enorme SIN⁷⁵ e as plantas que apresentam uma capacidade instalada entre a faixa estabelecida no *passo I* acima. Outras atividades de projeto do MDL,

⁷³ Fonte: http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm.

⁷⁴ Veselka, T.D. (2008). *Balance of power: A warming climate could affect electricity* [Equilíbrio de poder: Um clima aquecido poderia afetar a eletricidade]. Geotimes-Earth Energy and Environment News, American Geological Institute. Acessado em 20-05-2012 a partir de http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html.



definidas pela ferramenta como *aquelas registradas (...) e que tenham sido publicadas no website da UNFCCC para consulta pública internacional como parte do processo de validação* não foram levadas em consideração. Além disso, foram consideradas apenas as plantas que iniciaram a operação comercial antes de 19/08/2011 (data de início da atividade do projeto).

Então considerando o banco de dados da ANEEL⁷⁶, o resultado do passo 1 mostra que existem 24 plantas interligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), com capacidade instalada entre 910 e 2.730 MW, das quais 20 são centrais hidrelétricas, 3 são centrais termelétricas e 1 é uma usina nuclear. A tabela abaixo apresenta a identificação das plantas interligadas ao SIN que atendem ao critério de capacidade instalada.

⁷⁵ Seu tamanho aproximadamente é o mesmo da União Europeia inteira (Bertoni, A. *et al.*, 2012. *Operation of the Brazilian Renewable Energy System [Operação do Sistema de Energia Renovável Brasileiro]*. International Conference on Renewable Energies and Power Quality).

⁷⁶ Disponível em: Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>.

Tabela 10 - Plantas operacionais identificadas com capacidade instalada entre 910 e 2730 MW, com data de início da operação antes de 19 de agosto de 2011⁷⁷

Planta	Capacidade instalada (MW)	Tipo	Data de início da operação
Paulo Afonso IV	2.462,4	Central hidrelétrica	1979
Itumbiara	2.080,5	Central hidrelétrica	1981
São Simão	1.710,0	Central hidrelétrica	1978
Bento Munhoz da Rocha Neto	1.676,0	Central hidrelétrica	1980
Eng° Souza Dias	1.551,2	Central hidrelétrica	1974
Eng° Sérgio Motta	1.540,0	Central hidrelétrica	2003
Luiz Gonzaga	1.479,6	Central hidrelétrica	1988
Itá	1.450,0	Central hidrelétrica	2000
Marimbondo	1.440,0	Central hidrelétrica	1975
Salto Santiago	1.420,0	Central hidrelétrica	1980
José Ermírio de Moraes	1.396,2	Central hidrelétrica	1979
Serra da Mesa	1.275,0	Central hidrelétrica	1998
Ney Aminthas de Barros Braga	1.260,0	Central hidrelétrica	1992
José Richa	1.240,0	Central hidrelétrica	1999
Furnas	1.216,0	Central hidrelétrica	1963
Emborcação	1.192,0	Central hidrelétrica	1982
Machadinho	1.140,0	Central hidrelétrica	2002
Salto Osório	1.078,0	Central hidrelétrica	1975
Sobradinho	1.050,3	Central hidrelétrica	1979
Luiz C. Barreto de Carvalho	1.048,0	Central hidrelétrica	1969
Santa Cruz	1.000,0	Central termelétrica (NG)	2004
Governador Leonel Brizola	1.058,3	Central termelétrica (NG)	2004
Mário Lago	922,62	Central termelétrica (NG)	2001
Angra II	1.350,0	Central elétrica nuclear	2001

O resultado de N_{all} para a faixa identificada acima no passo 1 (910 MW – 2.730 MW) é que existem 24 plantas operacionais interligadas ao SIN brasileiro. Portanto, $N_{all} = 24$.

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} .

⁷⁷ A lista completa com todas as plantas consideradas na análise foi fornecida à EOD que faz a validação.

De acordo com as diretrizes sobre a prática comum, *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):*

- (i) Fonte de energia/combustível;
- (ii) Matéria-prima;
- (iii) Tamanho da instalação (capacidade energética)
- (iv) Clima de investimento na data da decisão do investimento, entre outros:
 - Acesso a tecnologia;
 - Subsídios ou outros fluxos financeiros;
 - Políticas promocionais;
 - Normas legais;
- (v) Outras características, entre outros:
 - Custo unitário da geração (os custos unitários são considerados diferentes se diferirem pelo menos 20%);

Considerando as informações acima, foram identificados os seguintes tipos de tecnologias que diferem da atividade de projeto proposta:

- (a) Fonte de energia/combustível:

Conforme mencionado acima, tecnologias diferentes são tecnologias que podem diferir na fonte de energia ou no combustível aplicado. Considerando que a Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica Teles Pires é uma central de energia hidrelétrica e gera eletricidade derivada de uma fonte de energia renovável (água), as centrais termelétricas Santa Cruz, Governador Leonel Brizola e Mário Lago e a usina nuclear Angra II identificadas no *passo 2* acima, não devem ser comparadas com a atividade de projeto proposta, pois aplicam tecnologias diferentes para gerar eletricidade.

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

Em relação ao clima de investimento na data da decisão de investimento, mais especificamente ao marco regulatório, até o começo da década de 1990, o setor de energia era composto quase exclusivamente por empresas 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 foram tomadas entre 1990 e 2003; elas não atraíram novos investimentos suficientes para o setor.

Durante 2003 e 2004, o governo federal anunciou o novo modelo para o mercado de eletricidade brasileiro, apoiado pelas leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Esse novo modelo definiu a criação de:

- Uma nova instituição responsável pelo planejamento de longo prazo do setor de energia (Empresa de Pesquisa Energética – EPE);

- Uma instituição para avaliar continuamente o fornecimento de energia elétrica (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE) e;
- Uma instituição para continuar a realização das atividades que estavam sob o cuidado do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), relacionadas à comercialização do sistema interligado de energia elétrica.

De acordo com a OECD⁷⁸, “central para o novo modelo é a criação do "pool" ("Ambiente de Contratação Regulado", ACR), que combina a demanda de eletricidade e a capacidade de fornecimento por meio de contratos de longo prazo, que substituirão em bases competitivas os "contratos iniciais" herdados da década de 1990. Esses contratos foram concebidos como uma ponte entre a década de 1980 e o novo ambiente, após a privatização da maioria das empresas de distribuição e programados para expirar gradualmente a partir de 2002. O novo marco é inspirado no modelo de "comprador único", no qual uma entidade - normalmente o governo - compra toda a eletricidade dos produtores e a vende às distribuidoras. No entanto, apesar de estabelecer um mecanismo comum para a compra de energia, o modelo permite que o risco de mercado seja compartilhado entre os participantes, em vez de ser suportado exclusivamente pelo governo, que age mais como um leiloeiro do que como um comprador. Com contratos de longo prazo estabelecidos por meio do Pool, a incerteza de preços estará amplamente restrita à energia negociada no mercado livre de curto prazo e nos contratos bilaterais entre geradores e grandes consumidores.”

Uma comparação entre os antigos mercados de eletricidade e sua transição para o novo modelo pode ser vista em detalhes na Tabela 11⁷⁹ abaixo

Tabela 11 - Desenvolvimento de mercado brasileiro de eletricidade

Modelo antigo (até 1995)	Modelo de livre mercado (1995 - 2003)	Novo modelo (2004)
Financiamento por meio de recursos públicos	Financiamento por meio de recursos públicos e privados	Financiamento por meio de recursos públicos e privados
Empresas integradas verticalmente	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Predominantemente empresas estatais	Ênfase na privatização e início de novas empresas	Coexistência entre estatais e empresas privadas
Monopólios - Concorrência inexistente	Concorrência na geração e comercialização	Concorrência na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços de geração e comercialização negociados livremente	<i>Ambiente livre (ACL):</i> Preços de geração e comercialização negociados livremente <i>Ambiente regulado (ACR):</i> Leilão e licitação pela menor tarifa

⁷⁸ Regulamentação do setor elétrico EM Pesquisa Econômica do Brasil da OECD 2005.

⁷⁹ Comparação de mercados de eletricidade acessada em 3 de outubro de 2011 a partir de <http://bit.ly/NYNJ8P>.

Mercado Regulado	Mercado Livre	Mercado regulado e livre
Planejamento determinativo: Grupo de coordenação de planejamento do sistema elétrico	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética	Planejado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% (até dezembro/2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
O excedente/déficit do balanço de energia é dividido entre os consumidores	O excedente/déficit do balanço de energia é liquidado pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)	O excedente/déficit do balanço de energia é liquidado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e por um mecanismo de compensação (MCSD) para os distribuidores.

Concluindo, a crise brasileira de fornecimento de energia originada do antigo modelo de energia estatal já desgastado evoluiu através de um mercado livre até chegar ao novo modelo atual, mais competitivo e mais sólido. Desde que foi percebida a exaustão da capacidade de investimento dos modelos estatais, tentou-se uma transição rápida para um modelo privado. No entanto, esse novo modelo não foi capaz de atingir os efeitos exigidos e foi necessário constituir um modelo setorial alternativo a fim de possibilitar a coexistência equilibrada do capital público e privado em um ambiente competitivo.

Levando-se em conta esse novo marco regulatório, é claramente razoável considerar apenas projetos nos quais o processo de tomada de decisão ocorreu após março de 2004.

Portanto, considerando as explicações apresentadas nos itens (a) e (b) acima, 4 plantas aplicam fonte de energia/combustível diferente e 20 plantas iniciaram a operação antes de 2004, $N_{diff} = 24$.

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.

A partir dos resultados discutidos acima, temos:

$$N_{all} - N_{diff} = 24 - 24 = 0 < 3 \text{ e,}$$

$$F = 1 - N_{diff}/N_{all} = 1 - 24/24 = 0 < 0,2$$

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

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo

Considerando a análise apresentada no subpasso 4a, não há opções semelhantes, portanto, a atividade de projeto proposta não pode ser considerada como prática comum.

Concluindo, como os subpassos 4a e 4b estão satisfeitos, ou seja, (i) não é possível observar atividades semelhantes ou (ii) são observadas atividades semelhantes, mas é possível explicar de forma razoável distinções essenciais entre a atividade do projeto e atividades semelhantes, então a atividade do projeto proposta é adicional.

B.6. Reduções de emissões

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas

Emissões do projeto (PE_y)

As emissões do projeto são contabilizadas pelo uso da seguinte equação:

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

Onde:

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

De acordo com a metodologia, as emissões do projeto decorrentes da queima de combustíveis fósseis e as emissões de gases não condensáveis decorrente da operação de centrais geotérmicas são definidas como zero em projetos hidrelétricos ($PE_{GP,y} = PE_{FF,y} = 0$).

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

De acordo com a ACM002, em atividades de projetos de energia hidrelétrica que resultam em novos reservatórios únicos ou múltiplos:

- A metodologia não é aplicável se a densidade de potência (PD) da atividade do projeto for menor ou igual a 4 W/m²;
- As emissões de CH₄ e CO₂ do reservatório devem ser consideradas se a densidade de potência da atividade do projeto for maior que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m² e;
- As emissões do reservatório de água são definidas como zero se a densidade de potência da atividade do projeto for maior que 10 W/m².

As emissões do projeto a partir de reservatórios de água são calculadas da seguinte maneira:

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \times TEG_y}{1000} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

- $PE_{HP,y}$ Emissões do projeto a partir de reservatórios de centrais hidrelétricas no ano y (tCO₂e);
- EF_{Res} O fator de emissão padrão para emissões a partir de reservatórios de centrais hidrelétricas e o valor padrão conforme EB 23 é 90 kg CO₂e/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).

A densidade de potência da atividade do projeto é determinada pela equação abaixo:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad \text{Equação 3}$$

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, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

A área de reservatório do projeto⁸⁰ sob o nível máximo de água normal de 220 m é 134,70 km^2 , dos quais 40,6 km^2 fazem parte do leito normal do rio⁸¹ e, portanto, a área inundada aumentada é de 94,10 km^2 . Apesar de a determinação da metodologia para A_{BL} ser zero para reservatórios novos, alguns projetos foram registrados descontando o leito do rio (A_{BL} = área superficial do rio antes da implementação do projeto). Todos eles baseiam seu procedimento em um esclarecimento aprovado pelo CE do MDL⁸², no qual se lê: “para calcular a densidade de potência, a equação correta será a capacidade energética aumentada dividida pela área inundada aumentada medida na superfície da água”. Além disso, há pelo menos um caso de um projeto com um novo reservatório e usando a ACM0002, versão 7 - na qual há a disposição de que A_{BL} seja zero em novos reservatórios, que alterou sua densidade de potência após o registro, descontando a área da superfície do rio (veja o projeto 2539). Usando ambas as abordagens:

$$PD = \frac{1820 - 0}{134,70 - 40,60} = 19,34 \quad W/m^2$$

$$PD = \frac{1820 - 0}{134,70 - 0} = 13,51 \quad W/m^2$$

Aqui, será usado o valor mais conservador - 13,51 W/m^2 - e, se aplicável, ele será revisto no primeiro período de monitoramento.

⁸⁰ Portaria ANEEL nº 3.504, de 26 de agosto de 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20113504.pdf>>.

⁸¹ Ficha Resumo – Estudos de Viabilidade e Projeto Básico da UHE Teles Pires Project da ANEEL, abril de 2008.

Portanto, como a densidade de potência do projeto é maior que 10, as emissões do reservatório de água são zero ($PE_{HP,y}=0$).

Emissões da linha de base (BE_y)

As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO₂ provenientes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em decorrência da atividade do projeto. A metodologia considera que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por centrais elétricas interligadas à rede existentes e pela adição de novas centrais elétricas interligadas à rede. As emissões da linha de base devem ser calculadas da seguinte forma:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

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

Cálculo de $EG_{PJ,y}$

A atividade de projeto é a instalação de uma nova central/unidade de energia renovável interligada à rede em um local onde nenhuma central de energia renovável operava antes da implementação da atividade do projeto, assim $EG_{PJ,y}$ é calculado de acordo com a opção (a) - Centrais elétricas de energia renovável totalmente novas da seguinte maneira:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

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

Determinação de $EF_{grid,CM,y}$

A atividade do projeto está interligada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O fator de emissão da rede é calculado pela AND brasileira, de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Passo 1: Identificar os sistemas elétricos relevantes

⁸²AM_CLA_0049 disponível em <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/AS1DOF3L010BY57ZT2UZNQ8Y9K83CN/view.html>>.

Por meio da Resolução número 8¹⁷, emitida em 26 de maio de 2008, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), a AND brasileira, delineou o sistema elétrico como o Sistema Interligado Nacional (SIN), para fins do MDL. Ele cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste) como apresentado na figura abaixo.

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

A opção escolhida para calcular o fator de emissão da margem de operação e da margem de construção é a opção I: Somente as centrais elétricas da rede são incluídas no cálculo.

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 calculado pela AND brasileira⁸³ com base no seguinte método: Opção (c): OM da análise dos dados de despacho.

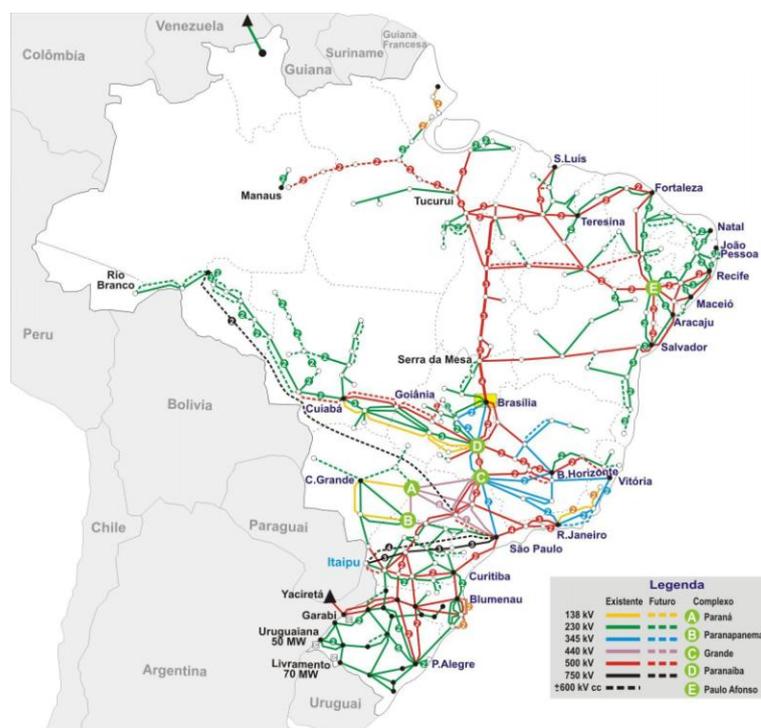


Figura 4 – Sistema Interligado Nacional. (Fonte: ONS)

Passo 4: Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O fator de emissão da OM da análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades geradoras da rede que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora h em que o projeto está deslocando eletricidade da rede. O fator de emissão é calculado da seguinte maneira:

⁸³ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/full/74689.html>

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

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

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

$FE_{EL,DD,h}$ Fator de emissão de CO₂ para unidades geradoras da rede no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,y}$ Eletricidade total deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh)

h Horas no ano y nas quais a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede

y Ano no qual a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede

Cálculo do fator de emissão de CO₂ por hora para as unidades geradoras da rede ($EF_{EL,DD,h}$)

Os participantes do projeto não têm acesso ao cálculo da AND brasileira do fator de emissão por hora nem à planilha usada. Somente os valores finais estão disponíveis para consulta pública.

Cálculo para determinar o conjunto de unidades geradoras da rede n que estão no topo do despacho

Os participantes do projeto não têm acesso à determinação da AND brasileira do conjunto de unidades geradoras n nem à planilha usada. Apenas os valores finais para o fator de emissão horária ($EF_{EL,DD,h}$) estão disponíveis para consulta pública.

Passo 5: Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM)

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

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

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

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

$FE_{EL,m,y}$ Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora m no ano y (tCO₂/MWh)

m Unidades geradoras incluídas na margem de construção

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

Cálculo para determinar o conjunto de unidades geradoras m incluído na margem de construção

Os participantes do projeto não têm acesso à determinação da AND brasileira do conjunto de unidades geradoras m nem à planilha usada. Apenas os valores finais para o fator de emissão horária ($EF_{EL,DD,h}$) estão disponíveis para consulta pública.

Cálculo do fator de emissão de CO₂ de cada unidade geradora m ($EF_{EL,m,y}$)

Os participantes do projeto não têm acesso ao cálculo da AND brasileira do fator de emissão de CO₂ para cada unidade geradora m nem à planilha usada. Somente os valores finais estão disponíveis para consulta pública.

Em termos de período de dados, os participantes do projeto escolheram: opção 1 (*ex-ante*).

Passo 6: Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)

O cálculo do fator de emissão da margem combinada (CM) é feito com base em dos seguintes métodos:

- (a) Média ponderada da CM; ou
- (b) CM simplificada.

O método de média ponderada da CM (opção A) deve ser usado como a opção preferida, de acordo com a equação abaixo:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot \omega_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot \omega_{BM} \quad \text{Equação 8}$$

Onde:

$EF_{grid,CM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada no ano y (tCO ₂ /MWh)
$EF_{grid,OM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação no ano y (tCO ₂ /MWh)
$EF_{grid,BM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh)
ω_{OM}	Ponderação do fator de emissão da margem de operação (%)
ω_{BM}	Ponderação do fator de emissão da margem de construção (%)

Para ω_{OM} e ω_{BM} é usado o valor padrão de 0,5, de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Emissões das fugas (LE_y)

Nenhuma emissão das fugas é considerada. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante a partir do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas.

Redução de emissões (ER_y)

As reduções de emissões são calculadas da seguinte maneira:

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

Onde:

ER_y	Reduções de emissões no ano y (tCO ₂ /ano)
BE_y	Emissões da linha de base no ano y (tCO ₂ /ano)
PE_y	Emissões do projeto no ano y (tCO ₂ /ano)

B.6.2. Dados e parâmetros fixados ex-ante

Esta seção deve incluir uma compilação das informações sobre os dados e parâmetros que não são monitorados durante todo o período de obtenção de créditos, mas que são determinados apenas uma vez e, portanto, permanecem fixos durante todo o período de obtenção de créditos e estão disponíveis quando a validação é realizada.

Dado / Parâmetro	w_{OM}
Unidade	Fração
Descrição:	Ponderação
Fonte do dado	“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Valor(es) aplicado(s)	0,5
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	Valor padrão de ponderação para a margem de operação, de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base.
Comentário adicional	-

Dado / Parâmetro	w_{BM}
Unidade	Fração
Descrição:	Ponderação
Fonte do dado	“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Valor(es) aplicado(s)	0,5
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	Valor padrão de ponderação para a margem de construção, de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base.
Comentário adicional	-



Dado / Parâmetro	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Margem de construção da rede
Fonte do dado	Autoridade Nacional Designada para o MDL
Valor(es) aplicado(s)	0,1404
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	A BM é calculada de acordo com a metodologia ACM0002 e a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” pela AND brasileira. Os proponentes do projeto escolheram a Opção 1: calcular o fator de emissão da margem de construção ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra <i>m</i> quando do envio do MDL - DCP para a EOD para validação. O cálculo mais recente da AND brasileira publicado baseia-se em dados de 2010, sendo assim ele é usado no DCP.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base.
Comentário adicional	-

Dado / Parâmetro	Cap_{BL}
Unidade	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W).
Fonte do dado	ACM0002
Valor(es) aplicado(s)	0,0
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	O projeto consiste em uma nova central. Como definido na metodologia, para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto.
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, quando o reservatório estiver cheio (m ²). Para novos reservatórios, esse valor é zero
Fonte do dado	ACM0002
Valor(es) aplicado(s)	0,0
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	O projeto consiste em uma nova central. Como definido na metodologia, para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentário adicional	-

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

Todas as equações usadas para estimar as reduções de emissão foram apresentadas na seção B.6.1. As informações detalhadas de como as equações foram usadas e os valores aplicados são apresentados na planilha de cálculo de RCE (Apêndice 3 do DCP). A planilha com o cálculo de RCE faz parte do DCP.

Emissões da linha de base (BE_y)

Como descrito na seção B.6.1, as emissões da linha de base (BE_y) são calculadas diretamente a partir da eletricidade fornecida pelo projeto à rede ($EG_{PJ,y}$) multiplicada pelo fator de emissão ($EF_{grid,CM,y}$).

A estimativa da eletricidade líquida gerada pela planta, equivalente à quantidade total de energia efetivamente despachada para a rede nacional, é feita com base na energia assegurada determinada para a planta. Além disso, de acordo com o artigo 28 do decreto federal⁸⁴ n° 5.163/2004, a quantia de eletricidade estabelecida nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) precisa ser a quantia estimada de eletricidade a ser despachada para a rede no ponto de gravidade⁸⁵ do sistema. Portanto, as perdas na transmissão têm que ser descontadas da eletricidade total estimada a ser gerada pela planta.

A energia assegurada é igual a 940,6 MW médio. As perdas na transmissão no ponto de gravidade são de 2,22%⁸⁶ e o consumo interno é presumido como sendo zero⁸⁷. Presumindo-se que a planta estará

⁸⁴ Informações disponíveis em português em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>.

⁸⁵ O ponto de gravidade é o ponto virtual onde as perdas dos pontos de geração e de consumo se equivalem. Nesse ponto, são computadas todas as compras e vendas de energia elétrica na CCEE. As perdas de energia elétrica são compartilhadas igualmente entre os pontos de geração e consumo, sendo metade das perdas deduzida da quantia total gerada e a outra metade adicionada à quantia total consumida (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE - <www.ccee.org.br>).

⁸⁶ Fonte: Média das perdas de transmissão apresentada nos relatórios anuais da CCEE de 2007 a 2010.

⁸⁷ O consumo interno foi definido pelos participantes do projeto como 0,2% da geração total de eletricidade pela UHE Teles Pires, com base na experiência dos participantes do projeto e em estimativas internas. No entanto, devido à falta de uma evidência documentada para esse valor e com o objetivo de ser conservador, o consumo interno foi considerado zero no cálculo das reduções de emissão do projeto.

em operação 8760 horas/ano, a energia líquida total gerada pela planta em anos não bissextos é de 8.056.736 MWh/ano⁸⁸.

Além disso, o cálculo do fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede ($EF_{grid,CM,y}$) segue os passos estabelecidos na “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”, conforme explica a seção B.6.1 acima.

As informações detalhadas de como as equações foram usadas e os valores aplicados são apresentados na planilha de cálculo de RCE (Apêndice 3 do DCP). A planilha com o cálculo de RCE faz parte do DCP. O resumo dos resultados é apresentado abaixo.

O fator de emissão da margem de operação da análise de dados de despacho é calculado pela AND brasileira e disponibilizado ao público em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>. Um fator de emissão da margem de operação médio estimado para 2010, presumindo uma geração constante no decorrer do ano, é usado aqui para a estimativa ex-ante das reduções de emissões.

$$EF_{grid,OM-DD,y} = 0,4796 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

O fator de emissão da margem de construção da análise de dados de despacho é calculado pela AND brasileira e disponibilizado ao público em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>.

$$EF_{grid,BM,y} = 0,1404 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

Aplicando os resultados apresentados acima na Equação 8 e considerando os pesos $\omega_{OM} = 0,5$ e $\omega_{BM} = 0,5$:

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

$$EF_{grid,CM,y} = 0,5 \times 0,4796 + 0,5 \times 0,1404 = 0,3100 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

Por fim, as emissões de linha de base podem ser determinadas aplicando os resultados de $EG_{facility,y}$ e $EF_{grid,CM,y}$ para Equação 4:

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

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} = 8.056.736 \text{ MWh/ano (em operação plena)}$$

$$BE_y = 8.056.736 \text{ MWh/ano} \times 0,3100 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$BE_y = 2.497.446 \text{ tCO}_2\text{/ano}$$

Emissões do projeto (PE_y)

A área do reservatório do projeto sob o nível máximo de água normal de 220 m é de 134,70 km².

Com uma capacidade instalada de 1.820 MW, a densidade de potência da atividade do projeto é de 13,51 W/m² (consulte o cálculo em A.4.3). Portanto, uma vez que a densidade de potência do projeto está acima de 10 W/m², nenhum cálculo de emissões do projeto é necessário.

Emissões das fugas (LE_y)

⁸⁸ Para anos não bissextos (365 dias) e 8.078.809 MWh para anos bissextos (366 dias).

O cálculo das emissões das fugas não é exigido pela metodologia.

$$LE_y = 0 \text{ tCO}_2/\text{MWh}.$$

Reduções de emissões (ER_y)

Aplicando os resultados discutidos acima na **Equação 1** obtém-se para anos não bissextos:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

$$ER_y = 2.497.446 - 0 - 0 = 2.497.446 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

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

Tabela 12 – Estimativa de reduções de emissões da atividade do projeto

Ano	Emissões da linha de base (tCO₂e)	Emissões do projeto (tCO₂e)	Fuga (tCO₂e)	Redução de emissões (tCO₂e)
2015	2.497.446	0	0	2.497.446
2016	2.504.288	0	0	2.504.288
2017	2.497.446	0	0	2.497.446
2018	2.497.446	0	0	2.497.446
2019	2.497.446	0	0	2.497.446
2020	2.504.288	0	0	2.504.288
2021	2.497.446	0	0	2.497.446
2022	2.497.446	0	0	2.497.446
2023	2.497.446	0	0	2.497.446
2024	2.504.288	0	0	2.504.288
Total	24.994.984	0	0	24.994.984
Número total de anos do período de crédito	10			
Média anual do período de crédito	2.499.498	0	0	2.499.498

B.7. Plano de monitoramento

B.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados

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.

Dado / Parâmetro	$EG_{facility,y}$
Unidade	MWh/ano
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta do projeto à rede no ano y
Fonte do dado	Medidor(es) de eletricidade
Valor(es) aplicado(s)	8.056.736
Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a ACM0002, devem ser monitoradas (i) a quantidade de eletricidade fornecida pela planta/unidade do projeto à rede e (ii) a quantidade de eletricidade da rede entregue à planta/unidade do projeto da rede. A medição desse parâmetro será realizada por medidores de energia instalados na subestação de acordo com o módulo 12 dos procedimentos estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).
Frequência de monitoramento	Medição contínua e, pelo menos, registro mensal.
Procedimentos de GQ/CQ:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.3. O equipamento utilizado para medir a produção de eletricidade da planta possui nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal. A energia será medida continuamente, agregada a cada 15 minutos e será consolidada mensalmente. A geração de eletricidade pela planta publicada pela CCEE será usada para confirmar as informações dos participantes do projeto.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base.
Comentário adicional	Os relatórios de consolidação emitidos pela CCEE já descontam as perdas.

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)	1.820.000.000
Métodos e procedimentos de medição	A capacidade instalada será determinada com base nas normas reconhecidas.
Frequência de monitoramento	Anual.
Procedimentos de GQ/CQ:	No Brasil, a capacidade instalada da central hidrelétrica é determinada e autorizada pela agência reguladora competente. Além disso, modificações também devem ser autorizadas e ficarem disponíveis para o público. Portanto, anualmente, novas autorizações para aumentar a capacidade instalada da planta serão monitoradas.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentário adicional	-

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Margem de operação da rede
Fonte do dado	Autoridade Nacional Designada para o MDL
Valor(es) aplicado(s)	0,4796
Métodos e procedimentos de medição	A OM é calculada de acordo com a metodologia ACM0002 e a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” pela AND brasileira. Os proponentes do projeto escolheram a Opção (c): OM da análise dos dados de despacho. O fator de emissão da margem de operação da análise de dados de despacho é calculado pela AND brasileira. Um fator de emissão da margem de operação médio estimado para 2010, presumindo uma geração constante no decorrer do ano, é usado aqui para a estimativa ex-ante das reduções de emissões. O cálculo também está disponível no Apêndice 3 do DCP.
Frequência de monitoramento	Anual.
Procedimentos de GQ/CQ:	Fonte oficial dos dados.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base.
Comentário adicional	-

Dado / Parâmetro	A_{PJ}
Unidade	m ²
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.
Fonte do dado	Desenvolvedor de projeto
Valor(es) aplicado(s)	134.700.000
Métodos e procedimentos de medição	A área de reservatório do projeto sob o nível máximo de água normal de 220 m é 134,70 km ² , dos quais 40,6 km ² fazem parte do leito normal do rio e, portanto, a área inundada aumentada é de 94,10 km ² .
Frequência de monitoramento	Anual.
Procedimentos de GQ/CQ:	No Brasil, todas as modificações realizadas em centrais hidrelétricas devem ser disponibilizadas ao público e autorizadas pela agência reguladora competente.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentário adicional	-

B.7.2. Plano de amostragem

Não se aplica.

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

O plano de monitoramento das reduções de emissões pela atividade de projeto está de acordo com os procedimentos definidos pela metodologia ACM0002, versão 13.0.0.

O proprietário do projeto prosseguirá com as medidas de monitoramento necessárias estabelecidas nos procedimentos oficiais aplicáveis do ONS, da ANEEL e da CCEE.

O ONS é a entidade responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão no SIN sob supervisão e regulação da ANEEL, que é a agência reguladora que determina as condições para que o mercado de energia elétrica crie um equilíbrio entre os agentes e o benefício da sociedade. A CCEE é uma organização civil privada sem fins lucrativos, encarregada das transações no atacado e da comercialização da energia elétrica dentro do SIN, tanto no ACR quanto no ACL.

Segundo as informações da seção B.7.1 acima e de acordo com a ACM0002, os parâmetros a serem monitorados para o projeto Teles Pires 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}).
 - (iv) Margem de operação da rede ($EF_{grid,OM,y}$)
- (i) *Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano y ($EG_{facility,y}$)*

A eletricidade total exportada para a rede será monitorada pela Companhia Hidrelétrica Teles Pires seguindo os procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS que define as características técnicas e a classe de precisão de 0,2% de erro máximo permissível dos medidores de eletricidade a serem usados⁸⁹. Além disso, o ONS também regula as exigências de calibração dos medidores de eletricidade, a qual deve ser realizada a cada dois anos⁹⁰ por uma entidade certificada pela Rede Brasileira de Calibração (RBC).

Haverá dois medidores de energia, um principal e um reserva, localizados na subestação local, que medirão a eletricidade alimentada na rede pela UHE Teles Pires.

De acordo com os procedimentos estabelecidos pelo ONS, será possível monitorar a eletricidade total exportada para a rede. Além disso, as informações sobre energia serão controladas em tempo real pela CCEE. Após a definição física dos pontos de medição e a instalação do sistema de medição de

⁸⁹ Operador Nacional do Sistema Elétrico Procedimentos da rede – Módulo 12: medição para faturamento/Submódulo 12.2 Instalação da medição para faturamento. Operador Nacional do Sistema (ONS). 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.

⁹⁰ Operador Nacional do Sistema Elétrico Procedimentos da rede – Módulo 12: medição para faturamento/Submódulo 12.3 Manutenção do sistema de medição para faturamento. Operador Nacional do Sistema (ONS). 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.

faturamento e da infraestrutura de comunicação, os pontos de medição serão registrados no SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica) gerenciado pela CCEE.

Haverá pelo menos dois medidores de energia (principal e reserva), cujo modelo, tipo e classe de precisão (0,2% do erro máximo permissível) são especificados pelos procedimentos de rede do ONS⁹¹. Além disso, antes do início da operação, a ONS exige que esses medidores sejam calibrados por uma entidade com certificação da Rede Brasileira de Calibração (RBC). De acordo com o ONS, esses medidores têm que ser calibrados a cada dois anos após o início da operação. A SPE responsável pela implementação e operação da *Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica Teles Pires* será responsável por essas calibrações. Para confirmar e ter certeza sobre as informações sobre a medição de energia, ela será controlada em tempo real pela planta e pela CCEE..

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

A capacidade instalada da central elétrica será verificada pela EOD durante uma visita ao local⁹² em cada verificação e confirmada em documentos oficiais, por exemplo, resolução da ANEEL.

(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 são 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 confirmados em documentos oficiais, por exemplo, estudos de engenharia/ambientais e/ou resumo informativo da ANEEL.

(iv) *Margem de operação da rede ($EF_{grid,OM,y}$)*

A margem de operação da rede é calculada de acordo com a metodologia ACM0002 e a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” pela AND brasileira, aplicando a opção (c) da ferramenta: OM da análise dos dados de despacho.

Esse valor será atualizado anualmente durante a verificação do Projeto publicado pela AND brasileira.

Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica Teles Pires também será responsável pela manutenção do monitoramento dos equipamentos, pelo tratamento de possíveis incertezas e ajustes de dados de monitoramento, pela análise dos resultados/dados relatados, por auditorias internas de conformidade dos projetos de GEE com exigências operacionais e pelas ações corretivas. Ela é também

⁹¹ Segundo o estabelecido nas normas relevantes ao setor elétrico do Brasil, todas as plantas que alimentam eletricidade na rede devem implementar um sistema de medição e faturamento (SMF), de acordo com as especificações definidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Nacional (ONS). De acordo com o procedimento de rede relevante (“submódulo 12.2: Instalação do SMF”), os medidores principal e de reserva são componentes do sistema. Os PPs (agentes de geração no documento do ONS) são responsáveis pelo projeto (a ser aprovado pelo ONS), operação e manutenção do SMF.

⁹² É importante mencionar que podem existir diferenças entre a soma da potência nominal das turbinas/geradores do projeto e as licenças ambientais/autorizações da ANEEL. No Brasil, é bastante comum a presença de etiquetas de equipamentos mostrando uma potência total com uma pequena diferença em relação à informada na resolução da ANEEL ou nas licenças ambientais. No entanto, as entidades governamentais e participantes do setor elétrico têm conhecimento dessa pequena diferença e ela é considerada aceitável, já que não afeta a energia assegurada dos projetos e, depois, não afeta a

responsável ainda pelo gerenciamento do projeto, assim como pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios.

É importante mencionar que a ANEEL pode visitar a planta para inspecionar a operação e a manutenção das instalações a qualquer momento. Ainda assim, durante as verificações periódicas, a planta apresentará todos os documentos necessários que comprovem a quantia de energia líquida exportada para a rede. Esses dados serão mantidos por pelo menos dois anos após o término ao período de obtenção de créditos.

Todos os dados coletados no local serão verificados internamente antes de serem compilados em formato eletrônico, a fim de assegurar que estejam completos e com uma qualidade apropriada. Será realizada uma conferência final dos dados e da análise do projeto antes de qualquer verificação.

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

19/08/2011

De acordo com o Glossário de termos do MDL, a data de início de uma atividade do projeto de MDL é “a primeira data em que tem início a implementação ou construção ou medida real de uma atividade de projeto”. Além disso, a orientação também esclarece que “a data de início deverá 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 (...), por exemplo, a data de assinatura dos contratos de equipamentos ou de serviços de construção/operação necessários para a atividade do projeto”.

A fim de determinar a data de início mais apropriada, em primeiro lugar é apresentado um cronograma dos marcos da atividade do projeto na Tabela 13.

Tabela 13 – Linha do tempo da atividade do projeto

28 de setembro de 2010	Aprovação do EIA-Rima (cópia eletrônica enviada à EOD)
17 de novembro de 2010	Liberação das regras finais do leilão ⁹³
13 de dezembro de 2010	Licença ambiental prévia (cópia eletrônica enviada à EOD)
17 de dezembro de 2010	Leilão de energia ⁹³
22 de dezembro de 2010	Os PPs informaram à Autoridade Nacional Designada e ao secretariado da UNFCCC por escrito sobre o início da atividade do projeto e sua intenção de buscar o status de MDL (cópia eletrônica das comunicações e da confirmação de recebimento enviada

comercialização de eletricidade ou a capacidade de fornecimento de energia. Portanto, isso não afetará a adicionalidade ou as reduções de emissões do projeto apresentado no DCP.

⁹³ ANEEL – Edital público nº 04/2010.



	à EOD).
3 de fevereiro de 2011	Solicitação de financiamento enviada ao BNDES (cópia eletrônica enviada à EOD)
7 de junho de 2011	Contrato de concessão ⁹⁴
18 de agosto de 2011	O contrato para desenvolver a atividade de projeto do MDL foi assinado entre a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. e a Companhia Hidrelétrica Teles Pires.
19 de agosto de 2011	Contrato EPC (cópia eletrônica enviada à EOD)
26 de agosto de 2011	Aprovação da concepção do projeto básico ³

Sob o novo modelo do setor elétrico brasileiro, as empresas que desejam ter direitos para explorar potenciais hidrelétricos acima de 30 MW precisam participar de um leilão público, que resulta na concessão para explorar o potencial de energia hidrelétrica.

São necessários vários passos para construir a planta, tais como assegurar o financiamento, assinar o contrato de compra e venda de energia elétrica, determinar o contrato EPC mais apropriado, entre outros. A partir dos marcos descritos na Tabela 13, o primeiro compromisso financeiro significativo em direção à construção do projeto é a assinatura do contrato EPC.

Assim, embora esse evento não represente o fechamento financeiro, as empresas participantes na SPE se comprometeram com os termos do contrato, assumindo que o projeto será construído. Por esse motivo, a data do contrato EPC, 19 de agosto de 2011, foi definida como a data de início do projeto.

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

35 anos - 0 meses.

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

C.2.1. Tipo de período de obtenção de créditos

A atividade de projeto proposta aplica o período de obtenção de créditos do tipo fixo.

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

01/01/2015 ou a data de registro, aquela que ocorrer mais tarde.

C.2.3. Duração do período de obtenção de créditos

10 anos - 0 meses.

⁹⁴ Contrato de concessão do MME nº 02/2011-MME-UHE Teles Pires.

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise dos impactos ambientais

A decisão relacionada com a implementação de uma central hidrelétrica é complexa e envolve uma série de agentes governamentais e não governamentais. Os governamentais são os principais responsáveis pela regulação do setor de energia elétrica, gestão de recursos hídricos, controle de recursos naturais e uso do solo. Entre os agentes não governamentais, estão aqueles interessados em explorar o mercado da eletricidade, investidores, fornecedores de produtos e equipamentos, ONGs e a população direta e indiretamente afetada. Assim, para a implementação de uma central hidrelétrica de sucesso, é preciso chegar a um consenso entre todas as partes, o que significa o cumprimento dos seguintes pontos:

- Demanda de energia existente que justifique a atividade do projeto;
- Viabilidade técnica para sua execução;
- Implementação e operação da planta que leve a impactos reversíveis e/ou possíveis de serem compensados (contrabalançados);
- Ausência de conflitos entre a operação da planta e o uso da água na área abrangente;
- Possibilidade de compensação plena da população local, e;
- Agentes interessados em construir e financiar a planta.

Além disso, a implementação de uma central hidrelétrica precisa estar em conformidade com as normas nacionais, a fim de receber todas as autorizações necessárias para início da construção e operação. De acordo com a cláusula 25 do item IV da constituição brasileira, a entidade do projeto precisa elaborar um estudo de impacto ambiental (EIA) e o correspondente relatório de impacto ambiental (RIMA), e disponibilizá-los ao público⁹⁵ antes de utilizar os recursos naturais e iniciar a construção do projeto.

Além disso, a instrução normativa nº 65/2005, através da qual o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) estabelece os procedimentos exigidos para o licenciamento de centrais hidrelétricas, e o decreto federal nº 99274/90, complementado pelas Resoluções CONAMA⁹⁶ 01/86, 06/86, 06/87, 09/87 e nº 237/97, definem um processo de três estágios para a emissão das licenças, da seguinte maneira:

- a) Durante o estágio de planejamento preliminar do projeto é concedida uma Licença Prévia (LP), por um período máximo de cinco anos. A licença aprova o local e concepção do projeto, certifica sua viabilidade ambiental e estabelece as exigências e condições básicas a serem atendidas durante os estágios subsequentes de implementação.

⁹⁵ Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA); Sistema Informatizado de Licenciamento Ambiental Federal. Disponível em <http://www.ibama.gov.br/licenciamento/>.

⁹⁶ As entidades ambientais federais do Brasil são o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), que define as políticas, e o IBAMA, que as aplica.

- b) A *Licença de Instalação (LI)* autoriza a instalação da atividade do projeto de acordo com as especificações contidas nos planos, programas e projetos aprovados, inclusive as provisões para mitigação ambiental e outras condições.
- c) A *Licença de Operação (LO)* autoriza a operação da atividade do projeto, de acordo com as medidas de ambiental e exigências de operação. A *Licença de Operação* pode variar de 4 a 10 anos e é renovável dentro do período de tempo legal estabelecido pela agência ambiental competente.

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

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

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

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

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

A planta tem a LP e a LI. LP nº 386 foi emitida em 13 de dezembro de 2010 e tem validade até 12 de dezembro de 2012. A LI nº 818 foi emitida em 19 de agosto de 2011 e é válida até 18 de agosto de 2015. Ambas as licenças foram emitidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Sendo assim, o projeto não implica em impactos ambientais transfronteiriços negativos, caso contrário, a licença não teria sido emitida.

D.2. Estudo de Impacto Ambiental

A crescente preocupação global com relação ao uso sustentável de recursos está levando a uma exigência de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo na legislação e nas políticas dos países. No Brasil, a situação não é diferente; as regras ambientais e políticas do processo de licenciamento são muito severas, de acordo com as melhores práticas internacionais.

Como mencionado na seção D.1, as centrais hidrelétricas precisam realizar um Estudo de Impacto Ambiental e o respectivo relatório de impacto ambiental para obter as licenças necessárias para o projeto.

Seguindo os procedimentos exigidos pela parte anfitriã, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) federal elaborou o estudo de impacto ambiental (EIA) e o correspondente relatório de impacto ambiental (RIMA). Os documentos foram aprovados pelo IBAMA em 28 de setembro de 2010⁹⁷, demonstrando que os impactos ambientais identificados não são significativos.

Todos os documentos relacionados ao estudo de impacto ambiental estão disponíveis ao público⁹⁵, incluindo licenças, pareceres técnicos oficiais, relatórios de consulta pública e outras exigências.

Além disso, as ações para mitigar os impactos causados pela construção da UHE Teles Pires constituem importantes medidas para controlar os efeitos diretamente associados ao projeto, que serão realizadas por meio da implementação de programas sociais e ambientais. Os principais objetivos dos programas sociais e ambientais são evitar, minimizar, compensar, monitorar e, eventualmente, eliminar os impactos negativos decorrentes do desenvolvimento, a fim de maximizar os impactos positivos, aprimorando os efeitos benéficos do projeto.

Os programas propostos foram desenvolvidos com o objetivo de cumprir um plano a nível regional para preparar a região para receber o projeto de uma maneira sustentável.

O conjunto de programas sócio-ambientais pode ser caracterizado como uma ferramenta de gestão que se destina a assegurar a implementação geral dos compromissos feitos pelo empreiteiro, em relação à gestão ambiental e social apropriada do empreendimento e estar em conformidade com a legislação ambiental aplicável. Esse conjunto de ações planejadas, denominado Plano de Gestão Ambiental, foi desenvolvido através de cinco eixos de ação, concebidos para organizar os programas a serem desenvolvidos. A seguir são apresentados alguns planos incluídos em cada linha de ação.

Eixo 1 – Programas vinculados diretamente à construção

- Plano ambiental da construção
- Desmatamento e limpeza das áreas associadas ao reservatório
- Recrutamento e desmobilização de mão de obra
- Resgate de peixes nas áreas afetadas

Eixo 2 – Plano de monitoramento, controle, gestão e conservação

- Monitoramento sísmico
- Monitoramento da estabilidade de encostas do rio e de processos de erosão
- Monitoramento de águas subterrâneas
- Resgate de sementes e mudas e implementação de viveiro de mudas
- Monitoramento hidrosedimentar
- Resgate científico da fauna

⁹⁷ IBAMA, Parecer nº 85/2010.

- Monitoramento limnológico e da qualidade da água
- Monitoramento climático
- Monitoramento da fauna
- Plano de ação e controle da malária
- Preservação do patrimônio cultural, histórico e arqueológico

Eixo 3 – Programas compensatórios

- Implementação da área de preservação permanente do reservatório
- Compensação por perda de terras e interrupção das atividades econômicas
- Reinserção da mão de obra e apoio às atividades econômicas locais
- Compensação ambiental – unidade de conservação
- Apoio e revitalização de atividades turísticas
- Fortalecimento da infraestrutura social
- Restauração florestal

Eixos 4 e 5 – Programas de apoio e especiais

- Comunicação social
- Educação ambiental
- Planos de conservação ambiental e uso do meio ambiente do reservatório

Outras informações sobre cada programa acima mencionado estão disponíveis no documento “Resumo de Atividades Socioambientais do Projeto Ambiental Básico, UHE Teles Pires – Medidas Preventivas, de Mitigação, de Controle e Compensatórias⁹⁸” (cópia eletrônica enviada à EOD durante o processo de validação).

SEÇÃO E. Consulta pública local

E.1. Solicitação de comentários dos atores locais

De acordo com a legislação federal e estadual, o processo de licenciamento ambiental exige audiências públicas com a comunidade local.

Foram realizadas três audiências públicas em novembro de 2010 nas cidades de Paranaíta, Alta Floresta e Jacareacanga. Os relatórios das audiências fazem parte dos documentos de licenciamento ambiental disponíveis ao público no website do IBAMA⁹⁵.

⁹⁸ Resumo das Atividades dos Programas Socioambientais do Projeto Básico Ambiental da UHE Teles Pires – Medidas Preventivas, Mitigadoras, de Controle e Compensatórias. Dezembro de 2011.

Além disso, de acordo com a Resolução nº 7, emitida em 5 de março de 2008⁹⁹, o CIMGC solicita, entre outros documentos, comentários dos atores locais a fim de fornecer a Carta de Aprovação para uma atividade de projeto do MDL. A Resolução determina que o proponente do projeto tenha que enviar solicitações de comentários, pelo menos, para os seguintes agentes envolvidos e afetados pela atividade do projeto:

- 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);

A mesma resolução também exige que no momento que essas cartas forem enviadas, uma versão do DCP no idioma local e uma declaração afirmando como o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país deve ser disponibilizada 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 dezembro de 2011, que também é a data em que as cartas-convite foram enviadas aos seguintes agentes:

- Ministério Público Federal;
- Procuradores do Estado do Mato Grosso e do Pará;
- Agências ambientais do Mato Grosso e do Pará;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Prefeituras de Paranaíta e Jacareacanga;
- Câmaras Municipais de Paranaíta e Jacareacanga;
- Agências ambientais de Paranaíta e Jacareacanga;
- Associações comunitárias de Paranaíta e Jacareacanga;

Cópias das cartas e a confirmação de recebimento dos correios estão disponíveis sob solicitação e serão enviadas à EOD durante a validação da atividade do projeto.

E.2. Síntese dos comentários recebidos

O resumo detalhados dos comentários e as respostas enviadas estão incluídos em um anexo do DCP.

E.3. Relatório sobre a consideração dos comentários recebidos

⁹⁹ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/>.



O resumo detalhados dos comentários e as respostas enviadas estão incluídos em um anexo do DCP.

SEÇÃO F. Aprovação e autorização

A única Parte envolvida na atividade de projeto proposta será o país anfitrião, Brasil. No Brasil, para se obter a Carta de Aprovação (CA), os participantes do projeto devem apresentar 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 são determinados pela Resolução nº 1, de 11 de setembro de 2003. Outras informações relacionadas aos métodos e procedimentos para a emissão da CA brasileira podem ser obtidas no *Manual para submissão de atividades de projeto no âmbito do MDL*¹⁰⁰.

¹⁰⁰ Disponível em http://www.mct.gov.br/upd_blob/0025/25268.pdf

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

Nome da organização	Companhia Hidrelétrica Teles Pires
Endereço/Caixa postal	Rua Lauro Miller 116 – Sala 508
Edifício	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	RJ
CEP	22290-160
País	Brasil
Telefone	+55 (21) 3253-0353
Fax	+55 (21) 3251-0252
E-mail	cferreira@uhetelespires.com.br
Website	-
Contato	Sr. Celso Ferreira
Título	-
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Ferreira
Nome do meio	-
Nome	Celso
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	+55 (21) 3251-0252
Tel. direto	+55 (21) 3253-0353
E-Mail pessoal	cferreira@uhetelespires.com.br



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



Apêndice 2. Informações sobre financiamento público

Nenhuma assistência oficial ao desenvolvimento ou financiamento público relacionado foi nem será usado na *Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica Teles Pires*.

Apêndice 3. Aplicabilidade da metodologia selecionada

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

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

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

Apêndice 6. Síntese das alterações após o registro

Não se aplica.