



**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	Projeto Hidrelétrica Santo Antônio
Número da versão do DCP	04.1
Data de conclusão do DCP	17/10/2012
Participante(s) do projeto	Santo Antônio Energia S.A
Parte(s) anfitriã(s)	Brasil.
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)	Escopo setorial: 1 – Setores de energia (fontes renováveis / não renováveis) ACM0002 - Metodologia consolidada 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	4.015.196



SEÇÃO A. Descrição da atividade do projeto

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

O objetivo principal do Projeto de Energia Hidrelétrica Santo Antônio (doravante denominado o “Projeto”) desenvolvido pela Santo Antônio Energia S.A (doravante denominada “Desenvolvedor do Projeto”) é ajudar a atender à crescente demanda de energia do Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o abastecimento de eletricidade, contribuindo para a sustentabilidade ambiental, social e econômica por meio do aumento da participação da energia renovável no consumo total de eletricidade brasileiro (e das regiões da América Latina e do 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.

O objetivo do Projeto é usar os recursos hidrográficos do rio Madeira, perto da cidade de Porto Velho, capital do estado de Rondônia, a fim de gerar eletricidade com emissões baixas para o Sistema Interligado Nacional (SIN), deslocando, assim, a geração de eletricidade que consome mais carbono, reduzindo as emissões de gases do efeito estufa (GEE). 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.

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 consiste em uma central hidrelétrica interligada à rede com um reservatório de fio d'água em Rondônia, no Brasil (doravante denominado “país anfitrião”). A capacidade instalada total do Projeto será de 3.150,4 MW, consistindo em 44 unidades de turbinas bulbo horizontais, com uma geração de eletricidade total prevista de 2.218 MW_{méd.} ou 19.429.680 MWh por ano³. O Projeto conta com 44 turbinas bulbo: 24 com 73,28 MW⁴ cada e 20 com 69,59 MW de potência nominal cada. Além disso, haverá 44 geradores síncronos trifásicos com potência nominal de 82,25 MVA⁵ cada.

O Projeto iniciou sua operação comercial em 30 de março de 2012⁶ e a expectativa é de que esteja em operação plena até novembro de 2015⁷. A descrição técnica adicional 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 Sistema Interligado Nacional. Além disso, de acordo com a metodologia ACM0002, 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 (veja a seção B.4 abaixo). 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.

O Projeto contribui inequivocamente para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião. Especificamente, o Projeto:

- Aumenta as oportunidades de emprego na área onde está localizado durante sua construção e operação;
- Aprimora o ambiente de investimento local e, portanto, melhora a economia local;
- Diversifica as fontes de geração de eletricidade pela integração regional. Isso é importante para atender às crescentes demandas por energia e se afastar da geração de eletricidade alimentada com combustível fóssil. Além disso, o Projeto foi concebido para ter o menor impacto possível sobre o meio ambiente, por exemplo, uso de turbinas bulbo horizontais para reduzir a área inundada aumentada do reservatório, e
- Usa recursos hidrelétricos renováveis.

A atividade do projeto também se comprometeu a seguir os Princípios do Equador⁸ por seu contrato de financiamento⁹, ou seja, ser desenvolvida de maneira socialmente responsável e que reflita práticas comprovadas de gestão ambiental.

³ Ministério das Minas e Energia (MME), Portaria nº 293, emitida em 22/10/2007. Geração anual total calculada, anos não bissextos: 365 dias/ano × 24 h/dia × 2.218,0 MW_{méd.} = 19.429.680 MWh/ano

⁴ UHE Santo Antônio. Concepção do projeto (“UHE Santo Antônio - Projeto Básico Consolidado”), capítulo 5 (página 5). Volume I – Tomo II.

⁵ UHE Santo Antônio. Concepção do projeto, capítulo 7 (página 2). Volume I – Tomo II.

⁶ Despacho ANEEL nº 1.064, de 29 de março de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20121064.pdf>

⁷ Contrato de Concessão, segunda alteração, de 23 de 2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documentos_Aplicacao/2TA00108.pdf

⁸ Os Princípios do Equador – Um benchmark financeiro para determinar, avaliar e gerenciar o risco social e ambiental no financiamento de projetos. Disponível em <http://www.equator-principles.com/index.php/about>.

⁹ Trechos do contrato financeiro com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), demonstrando a obrigação do Projeto de seguir os princípios e a cláusula de rescisão do contrato no caso de não cumprimento, foram enviados à EOD que faz a validação.



Também é digno de nota que, como uma “prerrogativa do país anfitrião na concepção e implementação de políticas para promover ou proporcionar vantagem competitiva a combustíveis e tecnologias com baixa emissão de gases do efeito estufa¹⁰,” o governo brasileiro, já na primeira versão de seu *Plano Nacional sobre a Mudança do Clima*¹¹, incluiu o objetivo de manter uma alta participação de renováveis nas fontes de energia primárias e de aumentar a geração de energia hidrelétrica. O plano menciona que o Projeto e outras centrais hidrelétricas reduziram cumulativamente 184 milhões de tCO₂e. A meta foi posteriormente informada pelo governo brasileiro à UNFCCC em janeiro de 2010¹², como um acompanhamento do Acordo de Copenhagen, 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).*

A implementação plena do projeto gerará reduções de emissão anuais previstas de 4.015.196 tCO₂ e 40.151.955 tCO₂ durante o período de obtenção de créditos inteiro (veja o item B.6.4)

A.2. Local da atividade do projeto

A.2.1. Parte(s) anfitriã(s)

Brasil

A.2.2. Região/Estado/Província etc.

Estado de Rondônia

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

Cidade de Porto Velho

A.2.4. Localização física/geográfica

A localização exata do Projeto é definida pelas coordenadas geográficas do eixo do reservatório 8°47'31”S 63°57'7”O¹³

¹⁰ UNFCCC (2009). Decisão 5/CMP.5, parágrafo 11.

¹¹ Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima, 2008. Plano Nacional sobre Mudança do Clima.

¹² 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 na data de 04/10/2011 em http://unfccc.int/meetings/cop_15/copenhagen_accord/items/5262.php.

¹³ Portaria ANEEL nº 3.115, de 21^{de} agosto de 2008.



Figura 1 - Localização física da atividade do projeto

A.3. Tecnologias e/ou medidas

O objetivo do Projeto é usar uma tecnologia de geração de energia hidrelétrica bem estabelecida para geração e transmissão de eletricidade (veja na figura 6, seção B.5, um cronograma detalhado dos marcos do Projeto). A eletricidade com baixa emissão será alimentada na rede, deslocando, com isso, emissões de CO₂ da eletricidade gerada na rede. O cenário da linha de base é o mesmo do existente antes do início da implementação da atividade do projeto: a eletricidade alimentada na rede pelo projeto teria de outro modo sido gerada pela operação de centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração. Os equipamentos e sistemas em operação no cenário existente antes do início da implementação são todas as centrais elétricas fisicamente interligadas na rede à qual o projeto está interligado¹⁴.

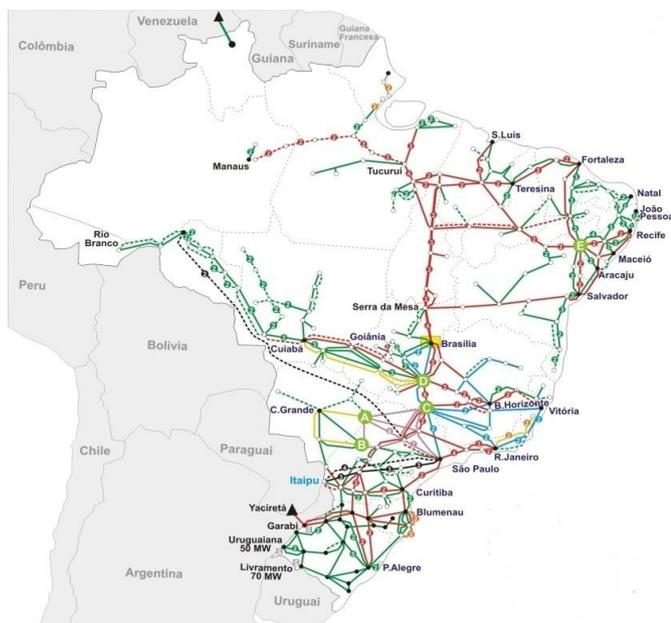


Figura 2 - Sistema Interligado Nacional¹⁵

¹⁴ A Autoridade Nacional Designada nacional para o MDL lançou em 26/05/2008 a resolução n°8, que define o SIN como um sistema único (http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf, acesso em 17/10/2011).

¹⁵ Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Acessado na data de 15 de abril de 2011 em http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx#.

O Projeto é uma central hidrelétrica de fio d'água, com capacidade instalada total de 3.150,4 MW. As plantas de fio d'água produzem eletricidade de acordo com a vazão de água do rio no qual estão construídas. A água é represada em centrais hidrelétricas com baixa altura manométrica e canalizadas por turbinas usando a força natural da vazão do rio. As variações sazonais determinam o nível da água no rio e, portanto, a força da vazão da água e sua energia disponível implícita¹⁶. Usando a vazão média do rio de longo prazo de 18.847 m³/s e o volume total normal do reservatório de 2.888,36×10⁶ m³, menos de 2 dias da capacidade total de armazenamento¹⁷, fica demonstrado que a barragem é construída não para armazenamento, mas simplesmente para aprimorar a continuidade da vazão, sendo claramente um projeto hidrelétrico do tipo de fio d'água¹⁸.

As seguintes informações técnicas foram acessadas da *Concepção do Projeto Básico* revisada, aprovada pela *Agência Nacional de Energia Elétrica*¹³ (ANEEL) em 2008 e revisada novamente em 2009. Ainda assim, deve ficar claro que durante a construção algumas especificações técnicas poderão sofrer pequenas mudanças.

A barreira de água consiste em uma represa aterrada e um reservatório de concreto compactado por gravidade. O aterro tem cerca de 390m de comprimento e 40m de altura¹⁹. O comprimento total do reservatório é de cerca de 677m¹⁹, com uma altura máxima de 55m²⁰. Dois vertedouros controlados, com um total de 18 comportas radiais, têm uma capacidade de vazão de água de 84.000 m³/s e comprimento de cerca de 460m regularão o nível de água do reservatório²¹.

A área do reservatório foi inicialmente determinada com base na elevação de 70,0 m. No entanto, o cálculo foi atualizado em 2011²², considerando uma elevação de 70,5 m. A área de reservatório máxima, calculada para a vazão máxima do rio de 38.550 m³/s (máximo-maximorum com reaparecimento anual)²³, é de 546,0 km², incluindo o efeito de remanso²⁴. No entanto, o valor não pode ser considerado área inundada, devido à curta duração do remanso. A área de reservatório do projeto²⁷ sob o nível máximo normal da água de 70,5 m é de 354,40 km², dos quais 164,00 km² são a área do curso do rio²⁶ e, portanto, a área inundada aumentada é de 190,40 km².

A vazão de água regular e na cheia anual do rio Madeira (vazão média de longo prazo de 18.847 m³/s)²³ e a construção de um reservatório baixo possibilita o uso de turbinas do tipo bulbo (Figura 4), resultando, como consequência, em um reservatório pequeno. Os 44 conjuntos turbogeradores serão distribuídos em 4 unidades. O primeiro conjunto (1 a 8) está localizado na margem direita do vertedouro complementar. O segundo (9 a 20) e o terceiro (21 a 32) conjuntos estão localizados na margem esquerda e o quarto conjunto (33 a 44) no leito do rio.²⁵

A planta será interligada à subestação de Porto Velho por quatro linhas de transmissão de 60Hz trifásicas de 525 kV, localizadas na proximidade da cidade de Porto Velho e usadas para interligar a central elétrica à rede nacional.

¹⁶ Agência Internacional de Energia (2004). *Variability of Wind Power and Other Renewables, Management options and strategies [Variabilidade da Energia Eólica e Outros Renováveis, Opções e estratégias de gestão]*.

¹⁷ Carta da UHE Santo Antônio de 16/06/2011 em resposta à solicitação da ANEEL de 14/04/2011.

¹⁸ IEA/OCDE (2010). *Renewable energy Essentials: hydropower [Fundamentos da energia renovável: energia hidrelétrica]*.

¹⁹ UHE Santo Antônio (2009). *Projeto Básico Consolidado (PBC)*, Volume I, capítulo 5, página 21.

²⁰ UHE Santo Antônio (2009). *Projeto Básico Consolidado*, Volume I, capítulo 5, página 20.

²¹ UHE Santo Antônio (2009). *Projeto Básico Consolidado*, Volume I, capítulo 5, página 17.

²² Terceira alteração do contrato de concessão, datada de 2 de junho de 2011, página 3. Disponível em:

[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documents_Aplicacao/3TA08001\(MME\)Santo%20Antônio.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documents_Aplicacao/3TA08001(MME)Santo%20Antônio.pdf)

²³ UHE Santo Antônio (2010), página 30. *Estudos de Remanso do Reservatório da UHE Santo Antônio*.

²⁴ *Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)*. Autorização de Operação nº 1044/2011, página 1.

²⁵ UHE Santo Antônio (2009). *Projeto Básico Consolidado*, Volume I, capítulo 5, página 4.

O limite do projeto é apresentado na figura abaixo:

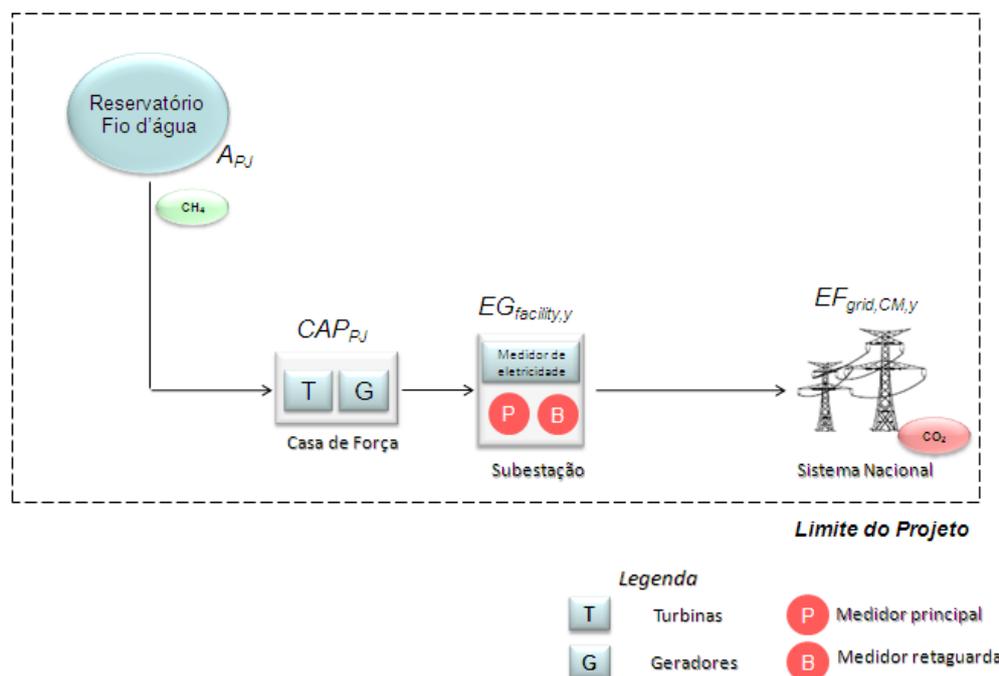


Figura 3 - Limite esquemático do projeto

Além disso, será construído um canal de navegação equipado com uma adufa na margem esquerda do rio a fim de permitir a navegação ao longo dessa parte do rio, fazendo com que o rio Madeira seja inteiramente navegável²⁶, sendo um importante passo para a formação de um sistema viário hídrico conectando o Brasil, a Bolívia e o Peru.

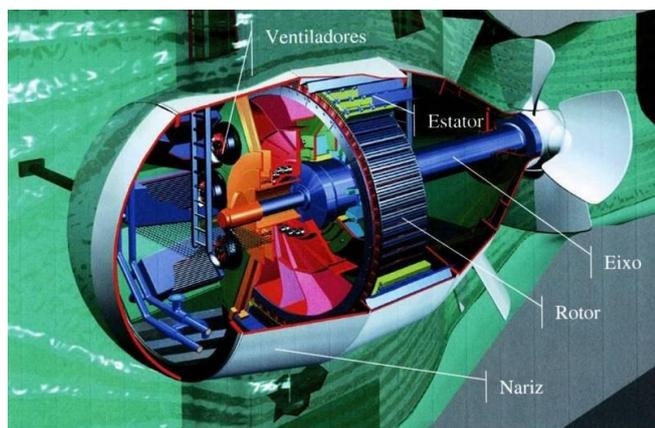


Figura 4 - Turbina bulbo

Os principais parâmetros técnicos do projeto proposto também são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 - Principais parâmetros técnicos do projeto proposto

²⁶ Leme Engenharia (2005). *Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), Centrais Hidrelétricas Santo Antônio e Jirau*, página 7.

Parâmetro técnico	Valor	Fonte
Capacidade instalada prevista (MW)	3.150,4	Portaria MME 293/2007
Geração de energia assegurada prevista (MW)	2.218,0	Portaria MME 293/2007
Geração de energia anual prevista, sob operação plena (MWh/ano)	19.429.680	Calculado ³
Nível de água máximo normal (m)	70,5	Terceira alteração do contrato de concessão, datada de 2 de junho de 2011.
Área do reservatório (km ²)	354,40	Carta da UHE Santo Antônio de 16/06/2011 em resposta à solicitação da ANEEL de 14/04/2011. ²⁷
Área do leito do rio (km ²)	164,00	Relatório de Impacto Ambiental das UHEs Santo Antônio e Jirau ²⁶
Área adicional da superfície no nível cheio do reservatório (km ²)	190,40	Calculado (reservatório menos leito do rio)
Densidade de potência (W/m ²)	8,89 W/m ²	Calculado (veja a seção B.6.1)

Tabela 2 - Características técnicas do equipamento de geração^{4,5}

Turbina		
Tipo de turbina	Bulbo (rotor Kaplan)	
Número de turbinas	24	20
Número de pás	4	5
Capacidade nominal (kW)	73,28	69,59
Vida útil média da turbina ²⁸	40	40
Gerador		
Tipo de gerador	Síncrono trifásico	
Número de geradores	44	
Capacidade projetada (MW)	74,03	
Capacidade nominal (MVA)	82,25	
Vida útil média dos geradores ²⁸ (anos)	30	

De acordo com a tabela acima, são empregados dois tipos diferentes de turbinas na atividade do projeto, com o objetivo de otimizar o uso da vazão do rio Madeira e gerar o máximo possível de

²⁷ Carta da UHE Santo Antônio de 16/06/2011 em resposta à solicitação da ANEEL de 14/04/2011.

²⁸ Resolução 044, de 17 de março de 1999. Disponível em <http://bit.ly/NYM570>.

eletricidade. O uso de um tipo de gerador não afeta a atividade do projeto, uma vez que o gerador converte a energia mecânica (hidráulica) em energia elétrica.

Devido ao início da operação do projeto Santo Antônio, a 2^a Alteração do Contrato de Concessão⁷, afirma que era esperado que ocorresse em 15 de dezembro de 2011. Contudo, o participante do projeto enfrentou alguma dificuldade relacionada à instalação da primeira unidade geradora e então ocorreu somente em 30 de março de 2012⁶. Mesmo assim, a central hidrelétrica Santo Antônio é esperada torna-se totalmente operacional em novembro de 2015. Além disso, considerando que a 2^a Alteração do Contrato de Concessão é a informação mais recente disponível sobre o projeto de Santo Antônio, estão apresentadas na tabela abaixo as características do projeto como o número de unidades geradoras, energia assegurada e eletricidade gerada pela central hidrelétrica Santo Antônio, usada para calcular a geração de eletricidade do projeto por ano e conseqüentemente as reduções de emissões.

Tabela 3 – Informações de operação declaradas na 2^a Alteração do Contrato de Concessão.

Início da operação da unidade geradora	no. de unidades geradoras	Energia assegurada	Eletricidade gerada	Início da operação da unidade geradora	no. de unidades geradoras	Energia assegurada	Eletricidade gerada
15/12/2011	1	71,2	29.050	01/09/2013	25	1781,1	9.810.922
01/01/2012	3	213,7	158.993	01/10/2013	26	1852,3	11.189.033
01/02/2012	4	285	357.353	01/11/2013	27	1923,5	12.573.953
03/01/2012	6	427,5	675.413	01/12/2013	28	1994,8	14.058.084
01/04/2012	7	498,7	1.034.477	01/01/2014	29	2066	1.537.104
01/05/2012	9	641,2	1.511.530	01/02/2014	30	2137,3	2.973.370
01/06/2012	10	712,4	2.024.458	01/03/2014	31	2208,5	4.616.494
01/07/2012	11	783,7	2.607.530	01/04/2014	32	2218	17.605.102
01/08/2012	12	854,9	3.243.576	01/12/2014	33	2218	19.255.294
01/09/2012	13	926,1	3.910.368	01/01/2015	34	2218	1.650.192
01/10/2012	14	997,4	4.652.434	01/02/2015	35	2218	3.140.688
01/11/2012	15	1068,6	5.421.826	01/03/2015	36	2218	4.790.880
01/12/2012	16	1139,9	6.269.911	01/04/2015	37	2218	6.387.840
01/01/2013	17	1211,1	901.058	01/05/2015	38	2218	8.038.032
01/02/2013	18	1282,4	1.762.831	01/06/2015	39	2218	9.634.992
01/03/2013	19	1353,6	2.769.910	01/07/2015	40	2218	11.285.184
01/04/2013	20	1424,8	3.795.766	01/08/2015	41	2218	12.935.376
01/05/2013	21	1496,1	4.908.864	01/09/2015	42	2218	14.532.336
01/06/2013	22	1567,3	6.037.320	01/10/2015	43	2218	16.182.528
01/07/2013	23	1638,6	7.256.438	01/11/2015	44	2218	17.779.488
01/08/2013	24	1709,8	8.528.530	-	-	-	-

A.4. Partes e participantes do projeto

Tabela 4 - 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)	Santo Antônio Energia S.A	Não

O Anexo 1 contém informações adicionais de contato sobre participantes do projeto.

A.5. Financiamento público da atividade do projeto

Nenhuma assistência oficial ao desenvolvimento ou financiamento público relacionado foi ou será usado no objetivo primário do projeto de energia hidrelétrica Santo Antônio.

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

B.1. Referência da metodologia

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 02.2.1.

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).^{29,30}

- *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*

²⁹ Decreto ANEEL, de 12 de junho de 2008. Disponível em <http://bit.ly/OukGrO>.

³⁰ Resolução ANEEL nº 1.573, datada de 23 de setembro de 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081573.pdf>.

(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 central hidrelétrica de fio d'água nova (consulte a seção A.3 acima¹⁷).

- *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 $EG_{P,t,y}$): a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou modernização da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto;*

Não se aplica. A atividade do projeto proposta não corresponde a uma adição de capacidade, modernização ou substituição.^{29,30}

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

A implementação da atividade de projeto proposta resultará em um novo reservatório e a densidade de potência é maior que 4 W/m^2 (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/m^2 todas as condições a seguir deverão ser aplicadas:

- *A densidade de potência calculada para a atividade do projeto completa usando a equação 5 é maior que 4 W/m^2 ;*
- *Reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada;*
- *O fluxo de água entre múltiplos reservatórios não é usado por 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/m^2 , é menor que 15 MW;*
- *A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que 4 W/m^2 , é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.*

Não se aplica. A implementação da atividade de projeto proposta resultará em um novo reservatório único.²⁷

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

- *Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;*
- *Centrais elétricas alimentadas com biomassa;*
- *Centrais hidrelétricas que resultam 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 5).

Em 26 de maio de 2008, a Autoridade Designada Nacional do Brasil para o MDL emitiu a resolução número 8, que define o SIN como um sistema único¹⁴; por consequência, o limite do projeto está definido conforme ilustra a figura a seguir.



Figura 5 - Limite do projeto

As fontes de GEE e gases incluídos no limite do projeto estão listados na tabela abaixo.

Tabela 5 - 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 interligadas ao Sistema Interligado Nacional	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	Sim	Como a densidade de potência do projeto é 8,89 W/m ² , ou seja, maior que 4 e igual ou menor que 10 W/m ² , é preciso considerar as emissões de GEE do projeto, de acordo com a ACM0002.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena

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

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

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

Tabela 6 - Principais informações e dados usados para o cálculo do cenário da linha de base

Variável	Unidade	Fonte de dados
Fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$)	tCO ₂ /MWh	AND brasileira.
Fator de emissão da margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$)	tCO ₂ /MWh	AND brasileira.
Fator de emissão da linha de base (margem combinada) ($EF_{grid,CM,y}$)	tCO ₂ /MWh	Calculado
Fornecimento anual de energia à rede previsto	MWh	Calculado (eletricidade gerada pelo Projeto com base na energia assegurada oficialmente definida)

B.5. Demonstração de adicionalidade

De acordo com a ACM0002, a adicionalidade da atividade do projeto deverá ser demonstrada e avaliada usando a versão mais recente da "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade". Portanto, é aplicada a abordagem por passos a seguir.

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 Santo Antônio Energia S.A. é uma Sociedade de Propósitos Específicos (SPE) criada especificamente para construir e operar a UHE Santo Antônio. Assim, com base na natureza dessas empresas participantes do projeto, as únicas alternativas realistas à atividade do projeto identificadas são:

- Alternativa 1: A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL;
- 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:

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 exigências regulatórias aplicáveis.

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 (política E-).

Durante 2003 e 2004, o governo federal anunciou o novo modelo para o mercado brasileiro de eletricidade, apoiado pelas leis n°10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo decreto n° 5.163, de 30

de julho 2004. De acordo com a OCDE³¹, “central para o novo modelo [e uma novidade absoluta 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.”

Os resultados dos primeiros anos do novo ambiente regulatório, aqui representados pela nova geração contratada nas primeiras 10 ofertas sob o novo modelo (de 2004 a 2007), na verdade, as primeiras na história do setor elétrico brasileiro, abertas a todas as fontes de energia e tecnologias de geração, indicaram claramente a predominância da geração de energia alimentada com combustível fóssil, a saber, 3,6% alimentados com biomassa, 35% de energia hidrelétrica e surpreendentes 61,4% alimentados com combustível fóssil³². As resultados são um indicativo claro das opções financeiramente mais atraentes nos leilões abertos a todas as fontes e tecnologias.

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, reconheceu no *Plano Decenal de Expansão da Energia Elétrica 2006-2010*³³ 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 184 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 a metade de 2007 como uma tecnologia de baixa emissão de gases do efeito estufa, inequivocamente uma política E.

³¹ *Regulamentação do setor elétrico* EM Pesquisa Econômica do Brasil da OCDE 2005.

³² 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).

³³ 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.

Então, no caso das alternativas propostas acima, conclui-se que:

- (a) Alternativa 1: É coerente com as leis e normas atuais. Não há nenhuma norma no Brasil que evite a implementação de centrais hidrelétricas.
- (b) Alternativa 2: É coerente com as leis e normas atuais.

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 escolheram completar 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).

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

- 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 não é uma alternativa potencial 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 central hidrelétrica *Santo Antônio* é o fornecimento de eletricidade para a rede.

Subpasso 2b. Opção III – Aplicação da análise de benchmark

A possibilidade de desenvolvimento do Projeto, em oposição à continuidade da geração de eletricidade na rede a partir do mix de geração existente (ou seja, *Alternativa 2*), será determinada pela comparação da TIR do Projeto sem o financiamento do MDL (*Alternativa 1*) e as taxas do benchmark aplicáveis a um investidor local.

O indicador financeiro mais adequado para a análise de 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 2008³⁴ 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 2008,³⁵ 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 IPEA³⁶, 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%³⁷ no setor de energia dos países anfitriões.

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 central hidrelétrica Santo Antônio, aconteceu quando o contrato EPC foi assinado. Isso ocorreu em 13 de junho de 2008; depois, o CMPC do setor foi calculado aplicando os dados do ano de 2008. 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 9,05% e foi calculado usando a fórmula abaixo:

$$\text{CMPC} = Wd \times Kd + We \times Ke$$

³⁴ 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

³⁵ De acordo com a nota técnica N°68/2007 publicada pela ANEEL par.108. Disponível em: <http://bit.ly/QV3bV1>.

³⁶ O IPEA (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada) é uma fundação pública associada à Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência e é responsável por prestar apoio técnico e institucional para o governo.

³⁷ 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

We e **Wd** são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. **We** é de 50% e **Wd** de 50%. Esses números são obtidos nas Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos³⁸, de acordo com o parágrafo 18, que considera um valor padrão para projetos do MDL.

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 considera o custo da TJLP para o BNDES e é estimado como sendo 0,9% para projetos que geram eletricidade⁴⁰. A taxa de risco de crédito é determinada pelo BNDES, de acordo com o risco de crédito que o patrocinador do projeto apresenta no momento da solicitação de 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 (π) no Brasil é reduzido do número nominal obtido. O π é obtido do Banco Central do Brasil (www.bcb.gov.br) e tem apresentado uma variação muito pequena nos últimos 5 anos.

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 7: Cálculo de custo da dívida (Kd)

Custo da dívida (Kd)	
(a) Custo financeiro ³⁹	8,83%
(b) Spread do BNDES ⁴⁰	0,90%
(c) Taxa de risco de crédito ⁴⁰	2,09%
(d) Taxa de intermediação financeira ⁴⁰	0,5%
(a+b+c) Pré-Custo da Dívida	12,32%
(t) Alíquota do imposto marginal ⁴¹	34,00%

³⁸ Relatório da 62ª Reunião do CE do MDL, Anexo 5, parágrafo 18.

³⁹ Fonte: <http://bit.ly/NYMsym>.

⁴⁰ Fonte: <http://bit.ly/NYMtlQ>.

⁴¹ Fonte: <http://bit.ly/OuluNw>.

(π) Previsão da inflação ⁴²	4,50%
Custo da dívida depois dos impostos (ao ano)	3,47%

De acordo com a tabela acima, **Kd** é 3,47%.

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 os dados disponíveis ao público dos EUA a fim de determinar a taxa livre de risco (**Rf**), a inflação norte-americana esperada (π') e o prêmio do risco do capital próprio (**Rm**) no momento da decisão de investimento do projeto. Levando em conta que a atividade do projeto proposta está localizada no Brasil e irá gerar eletricidade, os participantes do projeto personalizaram esses parâmetros aplicando o prêmio pelo risco país estimado (**Rc**) e o risco setorial (β) do setor de energia.

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.

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 (4,67%) foi obtida como o rendimento de títulos do Tesouro dos EUA de 10 anos em junho de 2007. A fim de ajustar a taxa livre de riscos (**Rf**) à taxa de inflação ajustada, a taxa de inflação prevista (para os Estados Unidos) (π') 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) é a sensibilidade média de empresas comparáveis nesse setor em relação aos movimentos no mercado subjacente. β é derivado da correlação entre os retornos das empresas dos EUA no setor e o desempenho dos retornos no mercado dos EUA. β foi ajustado à alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo tanto riscos estruturais como financeiros. β ajusta o prêmio do mercado ao setor.

O valor de beta (1,34) foi calculado usando um valor médio de 0,81 (desalavancado) para os geradores de energia dos EUA (concessionárias de energia e elétricas), tendo como referência os valores fornecidos pela Damodaran Online <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> 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%.

⁴² Fonte: <http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf>

Prêmio do risco do capital próprio (Rm)

Rm 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 do capital próprio (6,42%) foi calculado usando os retornos anuais sobre investimentos em ações (11,69%) menos os retornos anuais sobre investimentos em T-Bonds (5,26%), ambos tendo como fonte A. Damodaran, New York University <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/reference> "Historical data on Stocks, Bonds and Bills - US". O prêmio do risco do capital próprio é considerado razoável e mede a taxa de retorno que 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 (Rc)

O risco país brasileiro (**Rc**) 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 pelo risco país para o Brasil é 3,67%. 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, **Rc**. Este fator leva em conta o risco país ou soberano embutido na dívida de um país. Considerando que o EMBI+ relativo ao mercado de dívida livre de riscos dos EUA é 0, então o EMBI+ 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 8: Cálculo do custo do capital próprio (Ke)

Custo do capital próprio (Ke)	
(Rf) Taxa livre de riscos ⁴³	4,67%
(Rm) Prêmio do risco do capital próprio ⁴³	6,42%
(Rc) Estimativa do prêmio pelo risco país ⁴⁴	3,67%
(β) Risco setorial ⁴⁵	1,34
(π') Inflação esperada dos EUA ⁴³	2,02%
Custo do capital próprio com o risco país brasileiro (a.a.)	14,62%

De acordo com a tabela acima, Ke é de 14,62%. Como pode ser visto, 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:

$$WACC = 50\% \times 3,47\% + 50\% \times 14,62\% = 9,05\%$$

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 9,05%.

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 como a TIR do capital próprio com o Retorno sobre o Capital Próprio (Ke)⁴⁶.

A Tabela 9 abaixo apresenta uma lista com os principais valores de entrada no cálculo da TIR, além de uma breve justificativa para seu uso. 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.

⁴³ Informações disponíveis em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

⁴⁴ Informações disponíveis em: www.ipeadata.gov.br

⁴⁵ Informações disponíveis em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

⁴⁶ Orientação 12, Anexo 5, EB 62.

Tabela 9 – Principais valores de entrada do cálculo da TIR⁴⁷

<u>Parâmetro</u>	<u>Valor</u>	<u>Fonte</u>
Características da geração		
Capacidade instalada (MW)	3.150,4	Ministério das Minas e Energia (Portaria MME nº 293/2007)
Geração de energia assegurada prevista (MW _{avg})	2218,0	Ministério das Minas e Energia (Portaria MME nº 293/2007).
Geração de energia anual bruta prevista (MWh)	19.429.680	Calculado ⁴⁸
Investimentos, despesas operacionais e tarifas setoriais		
Investimento total – CAPEX (BRL)	12.125.212.000	Contrato EPC e estimativa do participante do projeto
O&M para 10 anos (R\$)	227.845.256,40	Pré-contrato de O&M
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) R\$/kW mês	12,97	ANEEL, através da Resolução de ratificação nº 561, 2007
Uso de Bem Público (UBP) (BRL)	11.825,10	Edital de Leilão nº 05/2007, página 18 e apêndice V ⁴⁹ , página 10
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) (BRL/kW)	303,78	ANEEL ⁵⁰
Royalties (%)	6,75	
Tarifa Atualizada de Referência (TAR) R\$/MWh	60,04	
Taxa da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) R\$/MWh	0,1237	Investimentos no setor elétrico brasileiro ⁵¹

⁴⁷ Todas as hipóteses adotadas na demonstração da adicionalidade e no cálculos de RCEs são válidas e aplicáveis da data de início do projeto (junho de 2008), de acordo com as “Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos” (EB 62, anexo 5, parágrafo 6). No momento da publicação do DCP para os processos de consulta pública local e internacional, os PPs realizaram simulações de otimização e concluíram que seria possível aumentar a capacidade total instalada até 3.428,8 MW (aumento de 10,9%). A modificação foi solicitada à ANEEL (veja a carta da UHE Santo Antônio para a ANEEL de 08 de julho de 2011) e até julho de 2012 ainda não havia sido aprovada.

⁴⁸ A energia anual bruta prevista gerada foi calculada com base na geração de energia assegurada prevista multiplicada pela quantidade de horas (8.760) em um determinado ano de calendário. A fim de obter a quantidade de energia prevista fornecida à rede, o consumo próprio das plantas e as perdas de transmissão são subtraídos da energia bruta gerada..

⁴⁹ Fonte: <http://bit.ly/Ounqpe>.

⁵⁰ Consulte na seção B.5, subpasso 2d, análise de sensibilidade, a descrição detalhada de cada tarifa e sua respectiva fonte.

⁵¹ Relatório anual da CCEE de 2007.



Taxa do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) R\$/ano	401.415	ONS (referências e cálculo no Apêndice 2 do DCP)	
Taxa de pesquisa e desenvolvimento (P&D) % da receita operacional líquida	1,00	Art. 2 da Lei nº 9.991/00 ⁵²	
Impostos aplicáveis			
Imposto de renda (%)	25	Art. 3 da Lei nº 9.249/95 ⁵³	
% do Programa de Integração Social (PIS)	1,65	Art. 2 da Lei nº 10.637/02 ⁵⁴	
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) %	7,6	Lei nº 9.718/98 ⁵⁵	
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) %	9	Art. nº 3 da Lei nº 7.689/88 ⁵⁶	
Tarifa			
Tarifa de eletricidade (R\$/MWh)	ACR	78,87	ANEEL ⁵⁷
	ACL	135	Estimativa dos PPs ⁵⁸
Outros			
Taxas médias de depreciação ponderadas (%)	4 e 10	Determinadas pela Instrução Normativa nº 162 de 31/12/1998, Instrução Normativa nº 130 de 10/11/1999 ⁵⁹ e pela ANEEL ⁶⁰	

A TIR do projeto foi calculada usando a hipótese apresentada acima que mostra que a TIR do projeto, sem considerar a receita de RCEs, ela é de 4,69%, significativamente menor que o benchmark escolhido, o CMPC do setor, de 9,05%. 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

⁵² Fonte: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9991.htm.

⁵³ Fonte: <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/ant2001/lei924995.htm>.

⁵⁴ Fonte: <http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/Leis/2002/lei10637.htm>.

⁵⁵ Fonte: <http://www.normaslegais.com.br/legislacao/tributario/lei9718.htm>

⁵⁶ Fonte: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L7689.htm

⁵⁷ Nota dos resultados do leilão 005/2007:
<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/hist%C3%B3rico%20santo%20Ant%C3%B4nio.pdf>.

⁵⁸ Dois estudos elaborados por renomadas empresas de consultoria em geração de energia foram apresentados à EOD para demonstrar a adequação e o conservadorismo da estimativa. Um, disponível na data de início do projeto, elaborado pela PSR (“Preços futuros da energia elétrica”, 2007), indica preços para o ACL entre R\$ 136 e 140. O segundo, elaborado pela Andrade & Canellas em 2011 (“Status do Mercado Brasileiro”), demonstra que os preços em 2010 e 2011 oscilaram entre R\$ 110 e 130.

⁵⁹ Disponível em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/ant2001/1998/in16298.htm>>.

⁶⁰ Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia desenvolvido pela ANEEL. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/Manual-jan-2007.pdf>.

Para cada taxa de depreciação específica, consulte o Apêndice 2 do DCP (planilha de cálculo da TIR, folha de trabalho “inv”).

Foi realizada uma análise de sensibilidade usando pressupostos conservadores do ponto de vista da análise da adicionalidade, ou seja, foram presumidas as condições do "melhor caso" para a TIR do projeto, com alteração dos parâmetros a seguir:

- Custos de investimento
- Tarifa de eletricidade
- Energia anual fornecida à rede
- Custos totais de operação

A Tabela 10 resume os resultados da análise de sensibilidade, mostrando a variação necessária de cada parâmetro para atingir o benchmark.

Tabela 10 - Resultados da análise de sensibilidade

	TIR com variação de 10%	Variação para atingir o benchmark
Valor original	4,69%	n.a.
Custos de investimento (-10%)	5,70%	-34,90%
Tarifa de eletricidade (+10%)	5,86%	+46,20%
Geração de energia (+10%)	5,51%	+67,10%
Custos totais de operação (-10%)	5,16%	-117,00%

Os próximos parágrafos discutem por que as variações para atingir o benchmark não refletem uma faixa realista de hipóteses para os parâmetros de entrada da análise financeira.

Custos de investimento: É bastante improvável que ocorra uma diminuição de -34,90% nos custos de investimento, pois é muito mais provável que os projetos de energia hidrelétrica tenham, ao invés disso, *aumentos*, e não diminuições de custo, durante a construção. Para o projeto proposto, os custos de investimento já aumentaram cerca de 25%⁶¹, em comparação com o que foi estimado na concepção do projeto básico. Esse aumento demonstra que uma diminuição nos custos de investimento é extremamente irreal.

Tarifa de eletricidade: A tarifa de eletricidade do Projeto foi estabelecida pelo leilão de energia realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 10^{de} dezembro de 2007.⁶² O valor da tarifa de eletricidade foi fixado em R\$ 78,87⁶³ por um período de 30 anos (até 2041), para ser comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). De acordo com o edital do leilão, 70% do fornecimento previsto de energia anual para a rede⁶⁴ devem ser comercializados no ACR e a energia restante será, portanto, comercializada com um preço fixo estimado de R\$135 no Ambiente de Contratação Livre (ACL)⁶⁵. Como a tarifa no ACR é fixa, é necessária uma variação de +46,20% da

⁶¹ No início de 2012, o melhor custo total estimado disponível era de cerca de R\$ 15,1 bilhões (fonte: <http://bit.ly/LTLMuH>). É importante afirmar que não é usado o valor mais recente na análise de investimentos.

⁶² Ministério de Minas e Energia (MME) – Portaria n° 293, de 22 de outubro de 2007. Disponível em: http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoMadeira07_7/Portaria%20MME%20n%C2%B020293-07.pdf

⁶³ Aviso dos resultados do leilão ANEEL 005/2007. (Disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/hist%C3%B3rico%20santo%20Ant%C3%B4nio.pdf>).

⁶⁴ Edital de Leilão ANEEL n° 05/2007, página 31.

⁶⁵ No momento da publicação do DCP para consulta pública (dez. 2011), havia uma tendência de redução nos preços do Ambiente de Contratação Livre (ACL) : 125 a 130 R\$/MWh em 2010 e 110 a 120 R\$/MWh em 2011 (Workshop A&C 2011 – Conjuntura Atual do Mercado Brasileiro, disponível em <http://bit.ly/sLmL1o>).

receita total das vendas de eletricidade no ACL⁶⁶, que corresponde a apenas 30% da geração de energia prevista, para atingir o benchmark, não sendo, claramente, um cenário plausível.

Energia anual fornecida à rede: A energia anual prevista fornecida à rede pelo Projeto, estabelecida pelo Ministério das Minas e Energia (Portaria MME nº293/2007) é calculada com base em 76 anos (1931 – 2007) de dados hidrográficos históricos e, portanto, é improvável 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 (ACR)⁶⁷ e o Ambiente de Contratação Livre (ACL)⁶⁸.

No ambiente regulado, os vendedores e distribuidores de energia elétrica podem participar por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE. Para 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 das seguintes maneiras:

- 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 em centrais eólicas, PCHs e usinas de biomassa que foram contratadas na primeira fase (passo – estágio) do Programa para Fontes de Energia Renovável (PROINFA) 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 à rede nacional. 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.

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

⁶⁶ Embora não seja possível, uma variação de ambos os preços, no ACL e no ACR, é considerada conservadora na análise de sensibilidade.

⁶⁷ Definição oficial de Ambiente de Contratação Regulada (ACR) disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=fbcca5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>

⁶⁸ Definição oficial de Ambiente de Contratação Livre (ACL) disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=84dca5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>



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.

A atividade de projeto proposta tem a obrigação contratual de vender 70% de sua energia gerada no mercado ACR a um preço fixo, determinado pelo leilão de energia, e o restante no mercado ACL. Com base no acima mencionado, o pressuposto de um aumento de +67,10% na energia anual média de longo prazo fornecida à rede não é absolutamente possível.

Também em relação à geração de eletricidade do projeto, a análise de investimentos foi realizada considerando que a central hidrelétrica Santo Antônio iniciaria sua operação comercial em 1 de dezembro de 2012, como afirmado no Contrato de Concessão de 13 de junho de 2008, considerada a data de início do projeto e também a decisão de investimento do projeto. Contudo, o começo da operação de início da central hidrelétrica Santo Antônio não ocorreu como previsto na decisão de investimento do projeto, *ou seja*, conforme estabelecido no Contrato de Concessão assinado pelos participantes do projeto em 13 de junho de 2008. O Contrato de Concessão afirma que a primeira unidade geradora da UHE Santo Antônio deve iniciar sua operação comercial em 1 de dezembro de 2012 e tornar-se totalmente operacional em 1 de junho de 2016. Contudo, o Desenvolvedor do Projeto solicitou a antecipação da operação de início da UHE Santo Antônio e o contrato de concessão foi revisado duas vezes após a data de início do projeto, na Primeira Alteração do Contrato de Concessão, assinado em 9 de dezembro de 2009 e, na Segunda Alteração do Contrato de Concessão, assinado em 23 de agosto de 2010.

Face às informações mais recentes disponíveis, ou seja, a Segunda Alteração do Contrato de Concessão, a expectativa era de que a UHE Santo Antônio estivesse com sua primeira unidade geradora operacional em 15 de dezembro de 2011 e se tornasse plenamente operacional em 1 de novembro de 2015. Então, a antecipação do início da operação comercial causaria um aumento da geração de eletricidade no período de 2011 a 2015, em comparação com o valor estimado no Contrato de Concessão. Como consequência, a TIR do projeto varia de 4,69% para 5,71% (veja o cálculo no Apêndice 2 do DCP, planilha “*FCF_sensitivity analysis*”). O impacto relativamente significativo na TIR do projeto se deve ao fato de que, embora o aumento da geração de energia total seja de apenas cerca de 6%, ele está concentrado nos primeiros 5 anos do fluxo (antecipação, não distribuído durante os 20 anos). Um aumento de 6% distribuído durante os 20 anos mudaria a TIR de 4,69% para 5,19%.

Além disso, deve-se dizer que, por fim, não foi possível que o projeto iniciasse a operação em 15 de dezembro de 2011. O projeto finalmente iniciou a operação comercial em 30 de março de 2012⁶⁹, ou seja, mais de três meses após o previsto na Segunda Alteração do Contrato de Concessão.

Custos totais de operação: Os resultados da análise de sensibilidade mostram que se o projeto sofresse uma redução de -117,00% dos custos de operação, a TIR do projeto atingiria o benchmark de 9,05%. Além do fato de que uma redução de mais de 100% tem apenas um significado matemático, pois significaria um custo de operação negativo, nos próximos parágrafos são apresentados os motivos para confirmar a adequação dos custos de operação presumidos.

O desenvolvedor do projeto assinou um contrato com uma empresa especializada, que será responsável pelo serviço de operação e manutenção da planta, com uma vigência fixada em 10 anos.⁷⁰

Além disso, 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 2021⁷¹;

Tabela 11 - Evolução anual da tarifa TUST da ANEEL

Período	Tarifa TUST (BRL/kW/mês)
jan./12 - jun./12	13,019
jul./12 - jun./13	12,930
jul./13 - jun./14	12,840
jul./14 - jun./15	12,751
jul./15 - jun./16	12,662
jul./16 - jun./17	12,662
jul./17 - jun./18	12,662
jul./18 - jun./19	12,662
jul./19 - jun./20	12,662
jul./20 - jun./21	12,662

- II. “UBP” é a tarifa pelo uso de um bem público, que foi determinada pelo Edital do Leilão⁷² e consiste em um valor anual de R\$ 11.852.104,80.
- III. “TFSEE” é uma taxa de fiscalização cobrada pela ANEEL que, conforme demonstrada na Tabela 12 abaixo, tem aumentado de maneira consistente;

⁶⁹ Despacho ANEEL 1064/2012.

⁷⁰ Contrato de serviço de operação e manutenção, página 26 do Anexo II (Proposta Comercial).

⁷¹ A tarifa de uso das linhas de transmissão foi estabelecida pela ANEEL através da Resolução de ratificação nº 561, de 30^{de} outubro de 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007561.pdf>

⁷² Edital de Leilão da ANEEL nº 05/2007, página 28.

Tabela 12 - Evolução anual da taxa de fiscalização da ANEEL⁷³

Ano	Tarifa TFSEE (BRL/kW)
2011	385,73
2010	363,60
2009	335,42
2008	303,78
2007	289,22

- IV. Os “Royalties” são considerados a compensação financeira pela exploração hidrográfica dos recursos hídricos e são estabelecidos como 6,75% da energia elétrica gerada efetivamente medida.⁷⁴ 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.
- V. “TAR” representa a tarifa atualizada de referência⁷⁵ 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 13 abaixo.

Tabela 13 - Evolução de preços da tarifa de referência

Ano	Determinado pela Resolução	Valor da tarifa TAR (R\$)
2010	ANEEL N° 917, 08.12.2009	64,69
2009	ANEEL N° 753, 16.12.2008	62,33
2008	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 nacional⁷⁶.
- VII. A tarifa de P&D (pesquisa e desenvolvimento) corresponde a pelo menos 1% da receita líquida de cada gerador de energia independente, conforme determina o Artigo N°2 da Lei n° 9.991, de 24 de julho de 2000⁷⁷.

⁷³ Portaria ANEEL n° 360, de 4 de fevereiro de 2011 Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2011360.pdf>

⁷⁴ Fonte: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_11.htm

⁷⁵ Fonte: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=536>

⁷⁶ Resolução ANEEL 328, 12 de agosto de 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2004328.pdf>

⁷⁷ ANEEL- Artigo n° 2 da Lei n° 9.991, de 24 de julho de 2000. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei20009991.pdf>

Os custos de operação e manutenção são estabelecidos contratualmente entre o desenvolvedor do projeto e o prestador de serviços a uma taxa fixa e aumentarão de acordo com o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor). 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 2: Como resultado, podemos concluir que é bastante improvável que a atividade do projeto seja o cenário alternativo mais financeiramente/economicamente atraente. Ir para o Passo 4.

Passo 4. Análise da prática comum

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

De acordo com o parágrafo 44 da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”, “os projetos são considerados semelhantes se estão no mesmo país/região e/ou se têm como base uma tecnologia amplamente semelhante, são de uma escala similar e ocorrem em um ambiente comparável com relação a marco regulatório, clima de investimentos, acesso à tecnologia e acesso a financiamento, etc”.

Além disso, a ferramenta também oferece uma abordagem em passos a ser aplicada na condução de uma análise da prática comum e identificação de projetos semelhantes ao da atividade de projeto do MDL proposta. A ferramenta afirma que essa abordagem deverá ser usada se a atividade de projeto proposta atender a uma das medidas 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.

Considerando as medidas apresentadas acima, o Projeto de energia hidrelétrica *Santo Antônio* corresponde à opção (b) uma vez que o projeto consiste na substituição da geração de eletricidade da rede pela geração de eletricidade a partir de uma fonte hídrica (centrais hidrelétricas)⁷⁸.

Veja abaixo os passos fornecidos pelo parágrafo 47 da ferramenta para realizar a análise da prática comum.

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

A central hidrelétrica Santo Antônio apresenta 3.150,4 MW de capacidade instalada. Portanto, considerando a faixa proposta pela ferramenta, apenas plantas com capacidade instalada entre 1.575,2 e 4.725,6 MW serão consideradas nesta análise.

⁷⁸ Analogamente ao exemplo apresentado no Anexo 8 do CE 62.

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 de projeto proposta e que tenha iniciado a operação comercial antes da data de início do projeto. Anotar seus números N_{all} . As atividades de projeto do MDL registradas e as atividades de projetos submetidas à validação não devem ser incluídas neste passo.

De acordo com a orientação do passo 2, as plantas consideradas na análise foram selecionadas seguindo as definições de saída e área geográfica, conforme apresentado na ferramenta de adicionalidade.

(i) Saída

A ferramenta de adicionalidade define saída 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 1 acima, ou seja, entre 1.575,2 e 4.725,6 MW de todas as plantas interligadas ao Sistema Interligado Nacional.

(ii) Área geográfica aplicável

A ferramenta de adicionalidade afirma:

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

A tecnologia a ser aplicada no projeto não é específica ao país. Não obstante, o Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599 quilômetros quadrados⁷⁹ (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 VESELKA⁸⁰, *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. Somente por estes motivos, é extremamente difícil e não é razoável comparar diferentes plantas e potenciais de energia hidrelétrica. Além disso, não é possível instalar as centrais hidrelétricas em um local ideal (perto de 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, todas as plantas interligadas ao SIN com uma capacidade instalada entre a faixa estabelecida no **Passo 1** acima serão consideradas na análise.

⁷⁹ Fonte: http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm.

⁸⁰ Veselka, T. D. *Balance power: A warming climate could affect electricity* [Balanço de energia: Um clima quente poderia afetar a eletricidade]. Geotimes. Earth, energy and environment news [Geotimes. Notícias sobre a Terra, energia e meio ambiente]. American Geological Institute [Instituto Geológico dos EUA]: Agosto de 2008 (fonte: <http://bit.ly/RYZqBw>).

Além disso, as atividades de projeto do MDL registradas e os projetos em validação não foram levados em consideração e serão consideradas apenas as plantas que se tornaram operacionais antes da data de início do projeto, *ou seja*, 13/06/2008.

Levando em consideração o banco de dados da ANEEL⁸¹, o resultado do Passo 1 mostra que há seis centrais hidrelétricas interligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) com capacidade instalada entre 1.575,2 e 4.725,6 MW. A tabela abaixo apresenta a identificação das centrais hidrelétricas interligadas ao SIN que atendem ao critério de capacidade instalada.

Tabela 14 - Plantas identificadas semelhantes à atividade de projeto proposta

<i>Planta</i>	<i>Capacidade instalada (MW)</i>	<i>Data de início da operação</i>	<i>Tipo</i>
Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	1.676,0	1980	Central hidrelétrica
Ilha Solteira	3.444,0	1978	Central hidrelétrica
Itumbiara	2.082,0	1981	Central hidrelétrica
São Simão	1.710,0	1978	Central hidrelétrica
Paulo Afonso IV	2.462,4	1979	Central hidrelétrica
Xingó	3.162,0	1994	Central hidrelétrica

Portanto, $N_{all} = 6$.

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} .

A ferramenta de adicionalidade define tecnologias diferentes como “*tecnologias que proporcionam a mesma geração e diferem em pelo menos um dos seguintes itens (conforme apropriado, no contexto da medida aplicada no projeto de MDL proposto e na área geográfica aplicável):*”

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

⁸¹ Fonte: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>.

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

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

(i) Normas legais

Até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. O ano de 1995 foi um ano crítico para o setor energético no Brasil. O setor de energia passou por uma reforma significativa, com a comutação do chamado *modelo antigo*, no qual o governo controlava o mercado de eletricidade no Brasil e os investimentos eram feitos pelo governo em um mercado monopolista, para um *modelo de mercado livre*, no qual o governo brasileiro iniciou uma reestruturação radical com os principais objetivos de criar um mercado livre por meio de iniciativas de eficiência e limitando as intervenções governamentais.^{82,83}

O setor de energia brasileiro passou por uma transformação profunda em sua estrutura organizacional e financeira desde a década de 1990. Essas mudanças são consequência de uma crise crônica no financiamento público em um setor dominado por empresas estatais desde o início da década de 1950⁸⁴. A reforma do setor de energia começou em 1993, com a publicação da Lei nº 8.631, que aboliu a equalização de tarifas e criou contratos de fornecimento entre geradores e distribuidores, e adicionalmente, pela Lei nº 9.074, foram criados o produtor independente de energia e o conceito de consumidor livre⁸⁵.

Devido ao risco crescente de falta de energia associada ao colapso dos investimentos no setor, o processo de reestruturação foi acelerado no início de 1995 com a Lei nº 8.987, que regulamentou o processo de concessão do setor elétrico para investidores e pela privatização dos empreendimentos existentes⁸⁶.

Em 1996, o Ministério das Minas e Energia implementou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, cujo objetivo era a descentralização das empresas de energia elétrica por sua divisão por segmento (geração, transmissão e distribuição), encorajando a concorrência entre os segmentos de geração e comercialização e mantendo o setor de distribuição e transmissão sob regulamentação estatal.

Além disso, foram criados a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), junto com um ambiente de transação de energia chamado Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento, disparada pela falta de recursos financeiros adicionais, que levou à suspensão ou atraso da expansão de geração e transmissão planejada. Por um lado, o consumo aumentou enquanto a economia crescia e, por outro, quando a economia começou a estagnar, o consumo de eletricidade continuou a se elevar, já que mais pessoas estavam tendo acesso à eletricidade⁸⁷.

Como consequência, o novo governo eleito do Brasil em 2002 iniciou outro ciclo de reestruturação do setor elétrico nacional. Durante 2003 e 2004, o governo federal anunciou o novo modelo para o

⁸² Tempo Social (2003). *Reforma e crise do setor elétrico no período FHC*.

⁸³ Banco Mundial (2008). *Licenciamento ambiental de projetos hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate*. Relatório Resumido.

⁸⁴ Por que as estatais brasileiras evitam investir? GESEL-UFRJ, 2007.

⁸⁵ CCEE - O Setor Elétrico Brasileiro. Disponível em <http://bit.ly/ST2j4y>.

⁸⁶ Revista Econômica (2006). *Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado*.

⁸⁷ Revista BNDES (2002). *As perspectivas do setor elétrico após o racionamento*.

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 OCDE⁸⁸, “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 15 abaixo:

Tabela 15 - Desenvolvimento do mercado de eletricidade brasileiro (Fonte: CCEE⁸⁹)

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	Preços de geração e comercialização	<i>Ambiente livre (ACL):</i> Preços

⁸⁸ Regulamentação do setor elétrico EM Pesquisa Econômica do Brasil da OCDE 2005.

⁸⁹ Comparação de mercados de eletricidade da CCEE acessada em 3 de outubro de 2011 em <http://bit.ly/ST2tc5>.

segmentos	negociados livremente	de geração e comercialização negociados livremente <i>Ambiente regulado (ACR):</i> Leilão e licitação pela menor tarifa
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.

Como resultado, o ambiente de investimento de projetos de produção de energia no Brasil começou a mudar significativamente em 1995 e os projetos desenvolvidos antes de 2003/2004 não podem ser considerados semelhantes à atividade de projeto proposta. Isso é claramente demonstrado pelo fato de que todas as centrais hidrelétricas incluídas na análise da prática comum são empresas estatais sob o status de "serviço público" e construídas/comissionadas antes de 2003 (na verdade, antes de 1994).

Portanto, das seis centrais hidrelétricas apresentadas e identificadas na Tabela 13 acima, nenhuma foi desenvolvida sob o marco regulatório do novo modelo do mercado de eletricidade brasileiro, depois de março de 2004.

$$\text{Então, } N_{\text{diff}} = 6.$$

Passo 4: Calcular o fator $F = 1 - N_{\text{diff}}/N_{\text{all}}$ representativo da participação das plantas que utilizam tecnologia similar à 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 $N_{\text{all}} - N_{\text{diff}}$ for maior que 3.

A partir dos resultados discutidos acima, temos:

$$N_{\text{all}} - N_{\text{diff}} = 6 - 6 = 0 < 3 \text{ e,}$$

$$F = 1 - N_{\text{diff}}/N_{\text{all}} = 1 - 6/6 = 0 < 0,2$$

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.

Consideração do MDL

As atividades do projeto propostas com data de início anterior a 2 de agosto de 2008, para as quais a data de início é anterior à data de publicação do DCP para consulta pública internacional, precisam demonstrar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade do projeto.

Em 2001, o consórcio entre a Furnas (empresa de geração, transmissão e comercialização de energia) e a Odebrecht (empresa de engenharia) recebeu autorização da ANEEL para iniciar o estudo de inventário hidrelétrico do rio Madeira, que foi concluído em 2002. O resultado desse estudo indicou a viabilidade de construir duas centrais hidrelétricas ao longo do rio, sendo uma delas a atividade de projeto proposta⁹⁰. Como consequência, entre 2003 e 2005 foi realizado o estudo de viabilidade técnica e econômica. Concomitantemente, em 2003 a Odebrecht começou a discutir o potencial de redução de emissões da atividade do projeto com vários consultores em carbono. Como resultado desses encontros, em novembro de 2004 foram recebidas duas propostas de geração de RCEs (serviço para desenvolver todos os passos necessários até o registro dos projetos).

No meio tempo, o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) estava sendo elaborado e foi, por fim, emitido em maio de 2005, com uma indicação clara de que a receita do MDL é decisiva na viabilidade da atividade do projeto⁹¹:

Por meio da geração de energia renovável, a central hidrelétrica Santo Antônio ajudará a manter a matriz energética com baixa emissão de carbono do Brasil, contribuindo, com isso, para a redução geral de emissões de gases do efeito estufa e o desenvolvimento sustentável do país. Além disso, as reduções certificadas de emissões (RCEs), de acordo com o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, que faz parte do Protocolo de Quioto e de Marraqueche, devem auxiliar na viabilidade da atividade de projeto proposta.

Enquanto isso, o modelo financeiro da atividade do projeto estava sendo elaborado para o leilão de energia e, uma vez que a receita do MDL era considerada essencial para a viabilidade do projeto no EIA, durante março de 2007 o desenvolvedor do projeto consultou uma firma de advocacia sobre como essa receita deveria ser tributada e quais leis nacionais eram inerentes a ela, possibilitando, assim, sua inclusão no modelo financeiro.

Com base no acima mencionado, a ciência do desenvolvedor do projeto sobre o MDL está claramente demonstrada e, o mais importante, as receitas do MDL foram seriamente consideradas antes de qualquer ação real da atividade do projeto.

A data de início do projeto deve ser considerada a data na qual o participante do projeto se comprometeu a arcar com despesas relacionadas à implementação ou à construção da atividade do Projeto

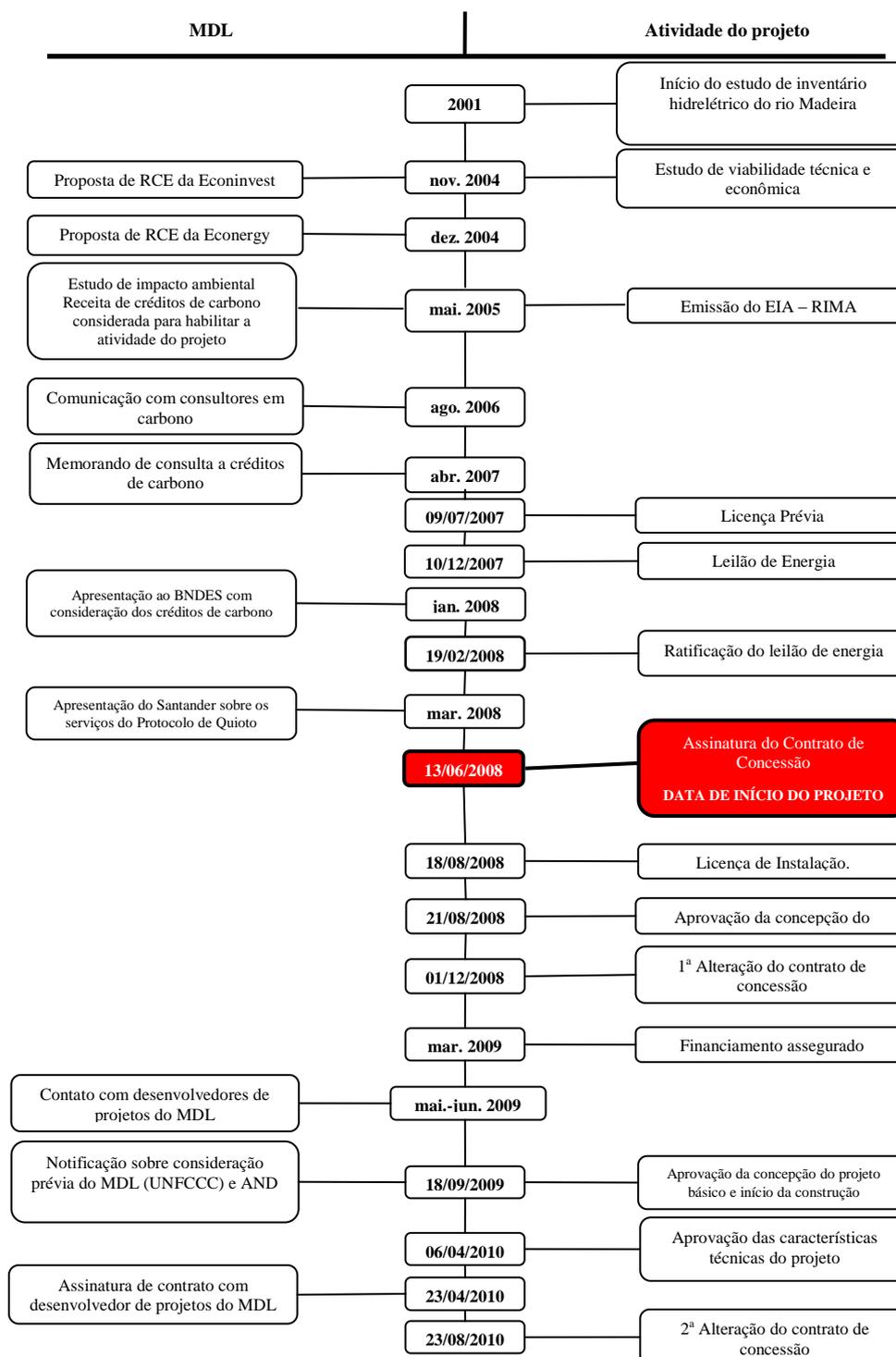
⁹⁰ Portaria ANEEL nº 817, publicada em 17/12/2002.

⁹¹ Estudo de Impacto Ambiental (EIA) - Centrais hidrelétricas Santo Antônio e Jirau, rio Madeira – RO. Maio de 2005 (Tomo A Volume 1 – p. VII-3).



No caso da hidrelétrica Santo Antônio, em 17 de dezembro de 2007 foi assinado um contrato EPC condicional. O contrato entraria em vigor após a assinatura do contrato de concessão e poderia ser rescindido em qualquer momento anterior com uma multa de 5%. Com base no acima mencionado, a data de início é considerada a entrada em vigor do contrato EPC na data da assinatura do contrato de concessão, 13 de junho de 2008.

Depois que o financiamento da atividade do projeto foi plenamente assegurado em março de 2009, o desenvolvedor do projeto reiniciou as conversações com os desenvolvedores de projetos do MDL em maio de 2009. Enquanto isso, embora a data de início do projeto seja anterior a 2 de agosto de 2008, o desenvolvedor do projeto, apenas para se assegurar, decidiu informar a UNFCCC e a AND sobre a consideração prévia do MDL para a atividade do projeto em setembro de 2009. O primeiro contrato para elaboração do DCP foi assinado em 25 de maio de 2010. Consulte na Figura 6 um cronograma mais detalhado, com cada marco específico.

Figura 6 - Consideração do MDL e marcos da atividade do projeto⁹²

⁹² Evidências e documentos de apoio do MDL enviados à EOD (contratos, cartas, e-mails, etc.) ou disponibilizados ao público (notificação do MDL).

B.6. Reduções de emissões

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas

Emissões do projeto (PE)

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 ($PE_{HP,y}$)

Para atividades de projeto de energia hidrelétrica que resultam em 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:

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

Equação 3

Onde:

PD Densidade de potência da atividade do projeto, em W/m²

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 (m²);

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 (m²). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

A área do reservatório foi inicialmente determinada com base na elevação de 70,0 m. No entanto, o cálculo foi atualizado em 2011²² considerando uma elevação de 70,5 m. A área de reservatório máxima, calculada para a vazão máxima do rio de 38.550 m³/s (máximo-maximorum com reaparecimento anual), é de 546,0 km², incluindo o efeito de remanso²³. No entanto, o valor não pode ser considerado área inundada devido à curta duração do remanso. A área de reservatório do projeto sob o nível máximo normal da água de 70,5 m é de 354,40 km², dos quais 164,00 km² são a área do curso do rio e, portanto, a área inundada aumentada é de 190,40 km².

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 MDL⁹³, 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:

$$PD = \frac{3150,40 - 0}{354,40 - 164,00} = 16,55 \text{ W/m}^2$$

$$PD = \frac{3150,40 - 0}{354,40 - 0} = 8,89 \text{ W/m}^2$$

Neste caso, será usado o valor mais conservador - 8,89 W/m² - e, se aplicável, ele será revisado no primeiro período de monitoramento.

Portanto, como a densidade de potência do projeto é maior que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m², as emissões do reservatório de água são:

⁹³AM_CLA_0049 disponível em <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/AS1DOF3L010BY57ZT2UZNQ8Y9K83CN/view.html>>.

$$PE_{HP,y} = \frac{90 \times TEG_y}{1000} \text{ tCO}_2\text{e}$$

Emissões da linha de base (BE_y)

As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO_2 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 (tCO_2/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 CO_2 da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO_2/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:

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

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

Por meio da Resolução número 8, 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.

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 brasileira⁹⁴ com base no seguinte método: Opção (c): OM da análise dos dados de despacho.

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:

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

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)

$EF_{EL,DD,h}$ 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 unidades geradoras da rede ($EF_{EL,DD,h}$)

Os participantes do projeto não têm acesso às decisões tomadas pela AND brasileira para calcular o 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 às decisões tomadas pela AND brasileira para determinar o 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)

Em termos de período, foi escolhida a opção 1 (para o primeiro período de obtenção de créditos, calcular o fator de emissão da margem de construção ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra m quando do envio do DCP de MDL para a EOD para validação).

⁹⁴ Fonte: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>.

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:

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

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)

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

m Unidades geradoras incluídas na margem de construção

y Ano histórico mais recente para o qual 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 2 (*ex-post*).

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:

- Média ponderada da CM; ou
- 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 CO₂ da margem combinada no ano *y* (tCO₂/MWh)

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

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

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

PE_y Emissões do projeto no ano y (tCO₂/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	ω_{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	ω_{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 do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.
Fonte do dado	ACM0002
Valor(es) aplicado(s)	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 do CMPC 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 federal⁹⁵ nº 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 gravidade⁹⁶ do sistema. Portanto, as perdas na transmissão têm que ser descontadas da eletricidade total estimada a ser gerada pela planta.

A energia assegurada da atividade do projeto é de 2.218 MW_{média}. As perdas de transmissão no ponto de gravidade são calculadas em 2,38% e o consumo interno presumido é zero⁹⁷. Presumindo-se, de maneira conservadora, que a planta permaneça em operação 8.760 horas/ano, o total gerado pela planta, em operação plena, ou seja, a partir de 2015, é de 19.429.680 MWh/ano e a eletricidade líquida despachada à rede no ponto de gravidade do sistema é de 18.967.254 MWh/ano.

⁹⁵ Disponível em português em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm.

⁹⁶ 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>).

⁹⁷ O consumo interno foi definido pelos participantes do projeto como 0,2% da geração total de eletricidade pela UHE Santo Antônio, 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.

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*”. Os resultados são apresentados abaixo.

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

De acordo com a Resolução nº 8 emitida pela AND brasileira em 26 de maio de 2008, o SIN corresponde ao sistema a ser considerado.

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

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

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

O método escolhido é a análise dos dados de despacho.

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

O fator de emissão da margem de operação da análise de dados do 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 a 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.

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

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

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>.

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

- **PASSO 6** – Calcular o fator de emissões da margem combinada (CM)

Aplicando os resultados apresentados acima nos PASSOS 4 e 6, e considerando os pesos de $\omega_{OM} = 0,5$ 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 $EG_{facility,y}$ and $EF_{grid,CM,y}$:

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

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} = 18.967.254 \text{ MWh/ano (em operação plena)}$$

$$BE_y = 18.967.254 \text{ MWh/ano} \times 0,3100 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$BE_y = 5.879.513 \text{ tCO}_2\text{/ano}$$

Emissões do projeto (PE_v)

A área de reservatório do projeto sob o nível máximo normal da água de 70,5 m é de 354,40 km², dos quais 164,00 km² são a área do curso do rio e, portanto, a área inundada aumentada é de 190,40 km².

Com uma capacidade instalada de 3.150,4 MW, a densidade de potência da atividade do projeto é de 8,89 W/m² (consulte B.6.1). Portanto, uma vez que a densidade de potência do projeto é superior a 4 e inferior ou igual a 10W/m², é necessário o cálculo das emissões do projeto.

Emissões das fugas (LE_y)

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-se os resultados discutidos acima:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

$$ER_y = 5.879.513 - 1.748.671 - 0 = 4.130.842 \text{ tCO}_2/\text{ano (em operação plena)}$$

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

Tabela 16 - Estimativa de reduções de emissões da atividade do projeto⁹⁸

Ano	Emissões da linha de base (t CO ₂ e)	Emissões do projeto (t CO ₂ e)	Fugas (t CO ₂ e)	Reduções de emissões (t CO ₂ e)
2013	4.254.043	1.265.228	0	2.988.815
2014	5.826.743	1.732.976	0	4.093.767
2015	5.879.513	1.748.671	0	4.130.842
2016	5.895.622	1.753.462	0	4.142.160
2017	5.879.513	1.748.671	0	4.130.842
2018	5.879.513	1.748.671	0	4.130.842
2019	5.879.513	1.748.671	0	4.130.842
2020	5.895.622	1.753.462	0	4.142.160
2021	5.879.513	1.748.671	0	4.130.842
2022	5.879.513	1.748.671	0	4.130.842
Total	57.149.110	16.997.155	0	40.151.955
Número total de anos de crédito	10			
Média anual durante o período	5.714.911	1.699.716	0	4.015.196

⁹⁸ Geração de energia de acordo com os dados mais recentes disponíveis, ou seja, considerando a antecipação do início da operação incluída na Segunda Alteração do Contrato de Concessão.

B.7. Plano de monitoramento

B.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados

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)	18.967.254 (em operação plena e para anos não bissextos). <table border="1"><thead><tr><th>Ano</th><th>Eletricidade gerada líquida (MWh)⁹⁹</th></tr></thead><tbody><tr><td>2013</td><td>13.723.502</td></tr><tr><td>2014</td><td>18.797.018</td></tr><tr><td>2015</td><td>18.967.254</td></tr><tr><td>2016</td><td>19.019.219</td></tr><tr><td>2017</td><td>18.967.254</td></tr><tr><td>2018</td><td>18.967.254</td></tr><tr><td>2019</td><td>18.967.254</td></tr><tr><td>2020</td><td>19.019.219</td></tr><tr><td>2021</td><td>18.967.254</td></tr><tr><td>2022</td><td>18.967.254</td></tr><tr><td>TOTAL</td><td>184.362.478</td></tr></tbody></table>	Ano	Eletricidade gerada líquida (MWh) ⁹⁹	2013	13.723.502	2014	18.797.018	2015	18.967.254	2016	19.019.219	2017	18.967.254	2018	18.967.254	2019	18.967.254	2020	19.019.219	2021	18.967.254	2022	18.967.254	TOTAL	184.362.478
Ano	Eletricidade gerada líquida (MWh) ⁹⁹																								
2013	13.723.502																								
2014	18.797.018																								
2015	18.967.254																								
2016	19.019.219																								
2017	18.967.254																								
2018	18.967.254																								
2019	18.967.254																								
2020	19.019.219																								
2021	18.967.254																								
2022	18.967.254																								
TOTAL	184.362.478																								
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 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 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 monitorada 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.																								

⁹⁹ Planilha de cálculo de RCE – Apêndice 3. Fornecida à EOD durante o processo de validação.



Dado / Parâmetro	TEG_y																						
Unidade	MWh/ano																						
Descrição:	Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y .																						
Fonte do dado	Medidor(es) de eletricidade																						
Valor(es) aplicado(s)	19.429.680 (em operação plena e para anos não bissextos). <table border="1"><thead><tr><th>Ano</th><th>Eletricidade gerada total (MWh)¹⁰⁰</th></tr></thead><tbody><tr><td>2013</td><td>14.058.084</td></tr><tr><td>2014</td><td>19.255.294</td></tr><tr><td>2015</td><td>19.429.680</td></tr><tr><td>2016</td><td>19.482.912</td></tr><tr><td>2017</td><td>19.429.680</td></tr><tr><td>2018</td><td>19.429.680</td></tr><tr><td>2019</td><td>19.429.680</td></tr><tr><td>2020</td><td>19.482.912</td></tr><tr><td>2021</td><td>19.429.680</td></tr><tr><td>2022</td><td>19.429.680</td></tr></tbody></table>	Ano	Eletricidade gerada total (MWh) ¹⁰⁰	2013	14.058.084	2014	19.255.294	2015	19.429.680	2016	19.482.912	2017	19.429.680	2018	19.429.680	2019	19.429.680	2020	19.482.912	2021	19.429.680	2022	19.429.680
Ano	Eletricidade gerada total (MWh) ¹⁰⁰																						
2013	14.058.084																						
2014	19.255.294																						
2015	19.429.680																						
2016	19.482.912																						
2017	19.429.680																						
2018	19.429.680																						
2019	19.429.680																						
2020	19.482.912																						
2021	19.429.680																						
2022	19.429.680																						
Métodos e procedimentos de medição	A medição desse parâmetro será realizada por medidores de energia instalados na UHE Santo Antônio, que medirão a eletricidade total gerada pela central hidrelétrica.																						
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 monitorada pela CCEE será usada para confirmar as informações dos participantes do projeto.																						
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto.																						
Comentário adicional	Aplicável às atividades de projeto de energia hidrelétrica com uma densidade de potência (PD) da atividade de projeto maior que 4 W/m^2 e menor ou igual a 10 W/m^2 .																						

¹⁰⁰ Planilha de cálculo de RCE – Apêndice 3. Fornecida à EOD durante o processo de validação.



Dado / Parâmetro	<i>Cap_{PJ}</i>																						
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)	3.150.400.000 (a plena operação) <table border="1"><thead><tr><th>Ano</th><th>Capacidade Total Instalada (MW)¹⁰¹</th></tr></thead><tbody><tr><td>2013</td><td>2037,1</td></tr><tr><td>2014</td><td>2385,0</td></tr><tr><td>2015</td><td>3150,4</td></tr><tr><td>2016</td><td>3150,4</td></tr><tr><td>2017</td><td>3150,4</td></tr><tr><td>2018</td><td>3150,4</td></tr><tr><td>2019</td><td>3150,4</td></tr><tr><td>2020</td><td>3150,4</td></tr><tr><td>2021</td><td>3150,4</td></tr><tr><td>2022</td><td>3150,4</td></tr></tbody></table>	Ano	Capacidade Total Instalada (MW) ¹⁰¹	2013	2037,1	2014	2385,0	2015	3150,4	2016	3150,4	2017	3150,4	2018	3150,4	2019	3150,4	2020	3150,4	2021	3150,4	2022	3150,4
Ano	Capacidade Total Instalada (MW) ¹⁰¹																						
2013	2037,1																						
2014	2385,0																						
2015	3150,4																						
2016	3150,4																						
2017	3150,4																						
2018	3150,4																						
2019	3150,4																						
2020	3150,4																						
2021	3150,4																						
2022	3150,4																						
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	-																						

¹⁰¹ Capacidade instalada de acordo com os dados mais recentes disponíveis, ou seja, considerando a Segunda Alteração do Contrato de Concessão.



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 dos 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)	354.400.000
Métodos e procedimentos de medição	A área de reservatório do projeto sob o nível máximo normal da água de 70,5 m é de 354,40 km ² , dos quais 164,00 km ² são a área do curso do rio e, portanto, a área inundada aumentada é de 190,40 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 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 ANEEL¹⁰², 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 sociedade¹⁰³. 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 ACL¹⁰⁴.

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 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 e tipo são especificados pelos procedimentos de rede do ONS¹⁰⁵, para medir a eletricidade total gerada pela UHE Santo Antônio, localizados na central hidrelétrica, e pelos menos dois medidores de energia (principal e reserva), cujo modelo e tipo também são especificados pelos procedimentos de rede do ONS, para medir a eletricidade líquida alimentada na rede pela central hidrelétrica Santo Antônio, localizados na subestação local. 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 Sociedade de Propósitos Específicos (SPE) responsável pela implementação e operação do objetivo primário do projeto de energia hidrelétrica Santo Antônio 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..

A Sociedade de Propósitos Específicos (SPE) responsável pela implementação e operação do objetivo primário do projeto de energia hidrelétrica Santo Antônio 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 responsável ainda pelo gerenciamento do projeto, assim como pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios.

¹⁰² Fonte: http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx?lang=en.

¹⁰³ Fonte: <http://www.aneel.gov.br/>.

¹⁰⁴ Fonte: <http://bit.ly/ST4MM4>.

¹⁰⁵ 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.



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 quantidade de energia líquida exportada para a rede. Esses dados serão mantidos por pelo menos dois anos após o término do 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

13/06/2008

A data de início do projeto deve ser considerada a data na qual o participante do projeto se comprometeu a arcar com despesas relacionadas à implementação ou à construção da atividade do Projeto. No caso da hidrelétrica Santo Antônio, em 17 de dezembro de 2007 foi assinado um contrato EPC condicional. O contrato entraria em vigor após a assinatura do contrato de concessão e poderia ser rescindido em qualquer momento anterior com uma multa de 5%. Com base no acima mencionado, a data de início é considerada a entrada em vigor do contrato EPC na data da assinatura do contrato de concessão, 13 de junho de 2008.

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

Fixo

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

A previsão é que o período de obtenção de créditos inicie em 01/01/2013 ou na data de registro da atividade do projeto do MDL, o que for posterior.

C.2.3. Duração do período de obtenção de créditos

10 anos – 0 meses.

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 pontos a seguir, para mencionar apenas alguns:

- 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 afetada, 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 público¹⁰⁶ antes de utilizar os recursos naturais e iniciar a construção do projeto. Além disso, a instrução normativa nº 65/2005, por meio 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 CONAMA¹⁰⁷ 001/86, 06/86, 06/87, 09/87 e nº 237/97, define 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.
- 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 mitigação ambiental e as exigências de operação. A Licença de Operação pode

¹⁰⁶ Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Sistema Informatizado de Licenciamento Ambiental Federal, veja <http://www.ibama.gov.br/licenciamento/>.

¹⁰⁷ As entidades ambientais federais do Brasil são o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), que define as políticas, e o IBAMA, que as aplica.

variando de 4 a 10 anos e é renovável dentro do período de tempo legal estabelecido pela agência ambiental competente.

A atividade do projeto tem as licenças LP, LI e LO:

- LP nº 251/2007, emitida em 09/07/2004 e válida até 08/07/2009;
- LI No. 540/2008, emitida em 18/08/2008 e válida até 17/08/2012;
- LO nº 1044/2011, emitida em 14/09/2011 e válida até 13/09/2015.

O desenvolvedor do projeto, portanto, contratou uma terceira parte, a Leme Engenharia, para elaborar o EIA e o RIMA exigidos, que foram emitidos em 2005 e possibilitou que o desenvolvedor do projeto obtivesse a “Licença Prévia”. O EIA e o RIMA desenvolvidos para a atividade do projeto destacam os impactos ambientais da hidrelétrica e as ações propostas para minimizar os impactos adversos. Os impactos ambientais descritos no EIA - RIMA serão objeto de ações específicas, sob a responsabilidade do proprietário do projeto, com a finalidade de neutralizar ou minimizar possíveis impactos negativos, de acordo com o sumário da tabela abaixo.

Tabela 17 - Impactos ambientais da atividade do projeto de acordo com o EIA -RIMA aprovado

Impacto	Ambiente	Programa de mitigação (monitoramento)
Interferência em ovos, larvas e dispersão de peixes migratórios	Biótico	Conservação e resgate da ictiofauna
Introdução de espécies alóctones		
Modificação da composição de espécies		
Perda de áreas de desova e crescimento		
Perda local de biodiversidade		
Concentração de peixes a jusante		
Perda de habitats específicos de avifauna	Biótico	Conservação da fauna
Perda ou fuga da fauna existente		
Perda de áreas de reprodução		
Modificação de características ecológicas e biológicas de mamíferos aquáticos e semiaquáticos.		
Interferência migratória de organismos marinhos		
Perda de flora na área do novo reservatório	Biótico	Conservação da flora
Supressão de formação florestal de várzea na área do novo reservatório.		



Aumento da pressão antropogênica sobre os recursos florestais		
Alteração de fatores abióticos a jusante e na área do novo reservatório	Físico	Limnologia
Criação de condições propícias para a proliferação de vetores aquáticos	Biótico	
Aumento dos níveis de petróleo e metais	Físico	Hidro-biogeoquímica
Ressuspensão de elementos sedimentares		
Retenção de sólidos em suspensão	Físico	Hidro-sedimentologia
Aumento do potencial de erosão		
Alteração da geomorfologia de fluidos		
Alteração do regime hidrológico	Físico	Climatologia
Aumento da biomassa de cianobactérias e macrófitas aquáticas	Biótico	Macrófitas
Ocorrência de terremotos induzidos	Físico	Sismologia
Interferência e perda de patrimônio arqueológico	Físico	Preservação do patrimônio paleontológico
Interrupção de rotas migratórias das populações locais de peixes como resultado da construção do reservatório	Biótico	Sistema de transposição
Modificações da paisagem	Físico	Plano de construção ambiental
Perda de terras agrícolas	Físico	Plano de ação a jusante
Possibilidade de diminuição de atividades dos moradores do rio a jusante	Socioeconômico	
Alteração da organização social e política da população	Socioeconômico	Comunicação e compensação social e educação ambiental
Alteração da qualidade de vida da população afetada pelo novo reservatório		
Aumento do desemprego e retração das atividades econômicas		
Maior demanda por serviços públicos		

Perda de ictiofauna devido ao aumento da pesca	Biótico	
Infraestrutura comprometida	Físico	Plano de recuperação da infraestrutura afetada
Maior incidência de malária e outras doenças	Socioeconômico	Saúde pública
Alteração da dinâmica populacional dos vetores		
Diminuição das comunidades locais	Socioeconômico	Remanejamento da população afetada
Pressão sobre o território de comunidades indígenas	Socioeconômico	Apoio às comunidades indígenas

Uma lista extensa e a descrição de todas as ações de mitigação a serem implementadas estão disponíveis ao público no EIA do projeto.

Programa de remanejamento (realocação) da população afetada

A capacidade das comunidades locais lidarem com uma série de modificações causadas pela construção de um projeto como este é, em termos gerais, pequena, em especial quando essas pessoas têm baixa renda. Portanto, as exigências para que o empreendedor proporcione os recursos financeiros, materiais e/ou organizacionais necessários para superar esses problemas é um dos aspectos mais importantes do processo de licenciamento ambiental. Este Programa faz parte do Projeto Básico Ambiental (PBA), que subsidia a solicitação da LI. Além disso, este programa foi proposto no EIA, tendo sido endossado pela LP nº 251/2007, emitida pelo IBAMA.

O programa de remanejamento incorpora várias ações de apoio à população que vive em áreas diretamente afetadas pela construção e pela área do novo reservatório, minimizando, assim, o desarranjo causado pela implantação da central hidrelétrica e permitindo a recomposição das atividades econômicas, sociais e culturais das famílias em outra localidade. Essa nova localidade deve manter ou até melhorar a qualidade de vida, fornecendo emprego, serviços de água e saneamento, saúde, educação, segurança e lazer. As medidas propostas são os compromissos do consórcio empreendedor para atender à legislação vigente e às melhores práticas internacionais em matéria de remanejamento e compensações sociais.

Tipos de medidas para cumprir o acima mencionado:

Tabela 18 - Tipos de medidas de realocação

Medida	Descrição:
Realocação de propriedade	Essa alternativa significa a transferência de melhorias e habitação para a área restante da propriedade, além de recursos e assistência técnica para a reorganização das atividades produtivas. É possível ser adotada nos casos em que a área restante seja considerada viável em seu potencial produtivo.
Indenização	Essa forma significa o valor em dinheiro de ativos e atividades comprometidos pela implantação do empreendimento para aqueles que preferem reconstruir, de forma autônoma, suas atividades produtivas e

	habitação.
Remanejamento	Considera a mudança da população para um novo local, abrangendo novas terras para produção, habitação e infraestrutura.
Realocação de áreas urbanas	Consiste na reconstrução de instalações urbanas e comunitárias, lojas e instituições públicas e fatores religiosos e culturais que serão afetados nas vilas de Teotônio, Amazonas e Jaci-Paraná.
Assistência técnica	Inclui apoio àqueles afetados direta ou indiretamente, por meio de assistência social, consultoria técnica e/ou jurídica e outras atividades necessárias para minimizar a inconveniência causada pela necessidade de mudança ou outras alterações impostas pelo novo empreendimento.

O programa de remanejamento começou no início de 2008 e, até o final de 2011, foram registrados 1.735 casos. Desse total, 1.721 casos já foram concluídos. Um total de 574 casas em seis localidades diferentes (assentamentos) foram construídas e já estão terminadas. As imagens abaixo mostram exemplos das casas nas diferentes vilas.



Figura 7 - Casa recém-construída em Nova Teotônio



Figura 8 - Casa recém-construída em Jaci Paraná

Foi realizado um processo participativo da população local, discutindo questões relacionadas com a construção e operação da central hidrelétrica. Esse processo consistiu em 64 reuniões públicas, com a participação de 2.000 pessoas das comunidades locais que habitam a área de influência direta da central hidrelétrica. O principal resultado dessas reuniões é composto por uma série de propostas que foram

posteriormente consolidadas e apresentadas às autoridades públicas e membros das comunidades locais e, mais tarde, incorporadas na responsabilidade do empreendedor, quando consideradas aplicáveis pelas autoridades locais.

D.2. Estudo de Impacto Ambiental

O projeto tem todas as licenças ambientais exigidas emitidas pelo IBAMA. LP 251/2007, emitida em 9 de julho de 2007, LI 540/2008, emitida em 18 de agosto de 2008, e LO 1044/2011, emitida em 14 de setembro de 2011.

Além disso, com os controles de mitigação previstos como parte da construção do projeto e do processo de EIA, resumidos na seção D.1, e a contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável da área local, regional e nacional, o projeto terá um impacto geral positivo sobre os ambientes locais e globais. No entanto, as medidas de mitigação garantirão que não haja impactos residuais significativos associados ao projeto.

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. Além disso, a mesma legislação exige o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no Diário Oficial do Estado e nos jornais regionais.

Além disso, de acordo com a resolução 7 da CIMGC, emitida em 5 de março de 2008¹⁰⁸, a Autoridade Nacional Designada brasileira para o MDL (CIMGC - Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima) solicita, entre outros documentos, comentários dos atores locais a fim de fornecer a Carta de Aprovação para um projeto. A Resolução determina que o proponente do projeto deve convidar diretamente, por cartas em meio físico, determinados atores locais, que incluem, pelo menos, 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 em português e uma declaração afirmando como o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país devem ser disponibilizadas a esses atores, pelo menos 15 dias antes do início do processo de comentário público internacional. A versão em português do DCP foi disponibilizada ao público¹⁰⁹ em dezembro de 2011, que também foi a data em que foram enviadas cartas-convite aos seguintes agentes:

- Ministério Público Federal;

¹⁰⁸ Fonte: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797.html> (acessada em 27 de outubro de 2011).

¹⁰⁹ Fonte: <http://sites.google.com/site/consultadcp/>.



- Ministério Público do Estado de Rondônia;
- Agência Ambiental de Rondônia;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Prefeitura de Porto Velho;
- Câmara Municipal de Porto Velho;
- Agência ambiental de Porto Velho;
- Associações comunitárias de Porto Velho;

As cópias das cartas e a confirmação de recebimento dos correios serão disponibilizados para a EOD durante a validação da atividade do projeto.

E.2. Síntese dos comentários recebidos

O processo de consulta local do MDL foi iniciado em 23 de dezembro de 2011 e até maio de 2012 nenhum comentário foi recebido. Veja a descrição das medidas exigidas pela AND brasileira na seção E.1 do DCP.

E.3. Relatório sobre a consideração dos comentários recebidos

O processo de consulta local do MDL foi iniciado em 23 de dezembro de 2011 e até maio de 2012 nenhum comentário foi recebido. Veja a descrição das medidas exigidas pela AND brasileira na seção E.1 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, datada de 11 de setembro de 2003. Outras informações relacionadas aos métodos e procedimentos para a emissão da CA brasileira podem ser consultadas no *Manual para submissão de atividades de projeto no âmbito do MDL*, disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0025/25268.pdf.

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

Nome da organização	Santo Antônio Energia S.A
Endereço/Caixa postal	Avenida das Nações Unidas, 4777
Edifício	
Cidade	São Paulo
Estado/Região	São Paulo
CEP	05477-000
País	Brasil
Telefone	+55 (11) 3702-2250
Fax	+55 (11) 3702-2288
E-mail	
Website	http://www.santoantonioenergia.com.br/site/portal_mesa/en/home/home.aspx
Contato	
Título	Assessor de Sustentabilidade
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Ortega
Nome do meio	
Nome	Renato
Departamento	
Celular	
Fax direto	
Tel. direto	+55 (11) 3702-3355
E-Mail pessoal	renatoortega@santoantonioenergia.com.br

Apêndice 2: Informações sobre financiamento público

Nenhuma assistência oficial ao desenvolvimento ou financiamento público relacionado foi ou será usado no projeto de energia hidrelétrica Santo Antônio..

Apêndice 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada

Esta seção foi intencionalmente deixada em branco. Para obter detalhes, consulte a seção B.7.2. acima.

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.7.2. acima.

Apêndice 6: Síntese das alterações após o registro

Não se aplica.