



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

CENTRO DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

# O desempenho da UHE Belo Monte em um cenário de mudanças climáticas de longo prazo.

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ADRIANE MICHELS BRITO

ORIENTADOR: JOÃO NILDO DE SOUZA VIANNA

CO-ORIENTADOR: DANIEL ANDRÉS RODRIGUEZ

2017

## FICHA CATALOGRÁFICA

Michels Brito, Adriane

**O desempenho da UHE Belo Monte em um cenário de mudanças climáticas de longo prazo.**

Brasília – DF, 2018.

158 p.

Dissertação de Mestrado. Centro de Desenvolvimento Sustentável – Universidade de Brasília, CDS/UnB.

Orientador: João Nildo de Souza Vianna – CDS/UNB

Co-orientador: Daniel Andrés Rodriguez – INPE

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação e emprestar ou vender tais cópias, somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

---

Adriane Michels Brito

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
CENTRO DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

O DESEMPENHO DA UHE BELO MONTE EM UM CENÁRIO DE MUDANÇAS  
CLIMÁTICAS DE LONGO PRAZO.

Adriane Michels Brito

Dissertação de Mestrado submetida ao Centro de Desenvolvimento Sustentável da Universidade de Brasília como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Desenvolvimento Sustentável.

Aprovado por:

---

João Nildo de Souza Vianna, Doutor, Centro de Desenvolvimento Sustentável – UnB  
(Orientador)

---

Carlos Hiroo Saito, Doutor, Centro de Desenvolvimento Sustentável – UnB  
UnB (Examinador interno)

---

Maria Amélia de Paula Dias, Doutora, Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão de Políticas Públicas (FACE) – UnB  
(Examinador externo)

## AGRADECIMENTOS

À Deus, por ter colocado novas luzes no meu caminho, que me guiaram nesse desafio de crescer e tornar meu sonho realidade.

À Professora Dulcinéia Schuck Schunck, pela amizade, incentivo e orientação que me levou a descobrir o Centro de Desenvolvimento Sustentável – CDS.

Ao meu orientador, Professor João Nildo de Souza Vianna, pela oportunidade, por acreditar e me ensinar, pela compreensão e paciência, pelas horas de reflexão e incentivo e, principalmente, por sua amizade, obrigada.

Ao meu Co-orientador, Professor Daniel Andrés Rodriguez, por sua receptividade, participação, paciência em sanar minhas inúmeras dúvidas com seus comentários esclarecedores, obrigada!

Ao Professor Carlos Saito, pela solidariedade e incentivo.

Aos professores do CDS, pela rica convivência acadêmica.

Aos funcionários pela prestatividade e atenção.

Ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, pelo acolhimento e por terem proporcionado o suporte necessário para este trabalho. A Gracielle Siqueira, Adam Silva e Wellington Luís T. Cruz Jr muito obrigada pelo apoio e paciência. Vocês foram maravilhosos!

Aos examinadores da banca pela gentileza em contribuir com esta pesquisa.

Aos meus pais, Paulo e Marli, por sempre estarem presente nos momentos que mais preciso. Vocês são meus exemplos de vida.

Aos meus filhos Leander, Mathews, Victória, Lívia e Iann, pela paciência e por acreditarem em mim. Vocês são o meu incentivo e inspiração. Amo vocês! Leander, sua orientação foi fundamental. Obrigada.

Aos meus irmãos Andréa, Paulo Henrique e Andressa, pelo suporte emocional, pelo amor e pela paciência. Amo vocês!

À minha Tia Marlene, pelas preces, por me escutar e me motivar nesse processo. À minha Tia Maria (in memoriam), por tudo que fostes para mim.

Aos meus amigos de trabalho, Pedro Tanajura, Luiz Horta, Paulo Fernando, Rogério Dias, Cláudia Magalhães e Joaquim Cruz pelo apoio, paciência e incentivo. Pedro, graças ao seu suporte, foi possível cursar o mestrado.

À Maria Madalena, por sempre estar presente. Nega, o que seria de mim sem seus cafés? Obrigada.

Queria poder agradecer a todos, nominalmente, que cruzaram o meu caminho nessa jornada, foram muitas contribuições, incentivos, apoio que se somaram na construção deste trabalho. Obrigada.

Arthur, Valentina e Victória, a dinda acabou o trabalho, agora podemos ficar mais tempo juntos.

“...observa a cachoeira que surge aos teus olhos.  
É um espetáculo de beleza, guardando imensos potenciais de energia.  
Revela a glória da Natureza.  
Destaca-se pela imponência e impressiona pelo ruído.  
Entretanto, para que se faça alicerce de benefícios mais amplos,  
é indispensável que a engenharia compareça, disciplinando-lhe a força.  
É então, que aparece a usina generosa, sustentando a indústria,  
estendendo o trabalho, inspirando a cultura e garantindo o progresso...”

(Emmanuel)

## RESUMO

Esta pesquisa desenvolveu uma análise sobre os potenciais efeitos das mudanças climáticas no desempenho energético da UHE Belo Monte, na Bacia do Rio Xingu, abordando as dimensões ambiental e econômica para avaliar a sustentabilidade da operação da usina. Para isso, utilizou-se o resultado das projeções de temperatura e precipitação geradas pelo modelo climático regional Eta e projeções de vazão geradas pelo Modelo Hidrológico Distribuído-MHD, ambos do Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais – INPE. As projeções de precipitação e temperatura foram forçadas pelas simulações dos modelos globais HadGEM2-ES e MIROC5 nos cenários de emissão RCP4.5 e RCP 8.5. Para gerar as projeções de vazões, o MHD-INPE foi alimentado com o modelo atmosférico Eta, com dados dos modelos globais HadGEM2- -ES e MIROC5 e com os cenários de RCP 4.5 e 8.5. A análise do desempenho de produção de energia seguiu uma técnica exploratória, onde se utilizou as especificações técnicas da usina e as restrições aplicadas nos diferentes cenários hidroclimáticos futuros, para estimar o desempenho da usina, e seus impactos ambientais e econômicos. As projeções climáticas futuras, indicam redução da precipitação e aumento de temperatura, caracterizando um clima mais quente e seco na região da Bacia do Xingu. As projeções de vazões apresentam reduções no volume de vazões em toda extensão da bacia, de forma progressiva, até o final do século. Os resultados sugerem que UHE Belo Monte terá dificuldades para garantir a energia firme para a qual foi desenhada, o que poderá exigir o acionamento das usinas térmicas para suprir a demanda. Esse acionamento acarretará aumento nas emissões de gases de efeito estufa, e aumento no preço da energia, podendo influenciar negativamente nos compromissos de redução assumidos pelo Brasil na Contribuição Nacionalmente Determinada – NDC.

**Palavra-chave:** UHE Belo Monte, Mudanças Climáticas, Bacia do Xingu

## ABSTRACT

This research developed an analysis about the potential effects of climate change on the energy performance of the Belo Monte hydroelectric power plants, in the Xingu River Basin, addressing the environmental and economic dimensions to evaluate the sustainability of the hydroelectric plant operation. The results of the projections of temperature and precipitations generated by the regional climatic model Eta and flow projections generated by the Distributed Hydrological Model-MHD, both of the National Institute of Space Research-INPE were used. The projections of precipitation and temperature were forced by the simulations of global climate models HadGEM2-ES and MIROC5 on emission scenarios RCP4.5 and RCP 8.5. The Eta atmospheric model was introduced, with data from the global climate models HadGEM2-ES and MIROC5, in the MHD-INPE, under the scenarios of RCP 4.5 and 8.5, to generate the flow projections. The analysis of the energy production performance followed an exploratory technique, which used technical specifications of the plants and the restrictions applied in the different future hydroclimatic scenarios, to estimate the performance of the plant, and the economic and environmental impacts. The future climatic projections, indicated reduced precipitation and increased temperature, characterizing a warmer and drier weather in Xingu Basin region. Until the end of the century, the flow projections will present progressively reductions of the flow volume on all of the basin extension. The results suggest that the Belo Monte hydroelectric power plants will have difficulties to guarantee a firm energy for which it was designed, which may require the activation of thermal plants to supply the demand. This activation will lead to an increase of greenhouse gas emissions and an increase in the price of energy, which may negatively influence the reduction commitments assumed by Brazil in The Nationally Determined Contribution.

**Keywords:** Belo Monte hydroelectric power plants, Climate change, Xingu Basin



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1- Emissões totais e líquida do Brasil em 2005 e a aplicação das metas propostas na NDC – Fonte: SEEG5 2017 .....	30
Quadro 2 - Dados Energéticos da UHE Belo Monte .....	58
Quadro 3 - Potência Instalada, Garantia Física e Energia Firme da UHE Belo Monte .	58
Quadro 4- Dados das funções objetivo.....	64
Quadro 5- Hidrograma Ecológico da UHE Belo Monte .....	74
Quadro 6- Tabela Bracier - Fonte: EPE .....	76
Quadro 7- Diferença da Precipitação -Trimestre FMA - Período úmido.....	87
Quadro 8- Diferença da Precipitação -Trimestre MMJ.....	87
Quadro 9- Diferença da Precipitação -Trimestre ASO - Período seco.....	89
Quadro 10 - Diferença da Precipitação -Trimestre NDJ.....	90
Quadro 11- Redução de precipitação por período e por mês - Eta-HadGEM2-ES.....	92
Quadro 12- Redução de precipitação por período e por mês - Eta-MIROC5 .....	92
Quadro 13- Variação do aumento da temperatura do Trimestre FMA.....	97
Quadro 14- Variação do aumento de temperatura do trimestre MJJ .....	98
Quadro 15 - Variação de aumento da temperatura no trimestre ASO .....	99
Quadro 16- Variação do Aumento de Temperatura no trimestre NDJ .....	99
Quadro 17- Variação da redução no Cenário 4.5 em relação ao Cenário 1970-1990	107
Quadro 18 - Variação da redução no Cenário 8.5 em relação ao Cenário 1970-1990	108
Quadro 19 - Número estimado de turbinas operando por mês - Linha de base .....	116
Quadro 20- Números estimado de turbinas operando por mês - Cenário 4.5 .....	116
Quadro 21 - Números estimado de turbinas operando por mês - Cenário 8.5 .....	117
Quadro 22 - Percentual do tempo estimado por período de Potência Efetiva - Capacidade Instalada e Energia Firme.....	118
Quadro 23- Percentual estimado de Potência Disponível por período - Capacidade Instalada e Energia Firme.....	121
Quadro 24- Estimativas de emissões evitadas pela opção de construção da UHE Belo Monte – Médias mensais .....	124
Quadro 25 - Emissões da energia gerada por termelétrica para compensar a redução da geração de UHE Belo Monte por causa das mudanças climáticas – (a) HadGEM2-ES e (b) MIROC5 -RCP 4.5.....	126
Quadro 26 - Emissões da energia gerada por termelétrica para compensar a redução da geração de UHE Belo Monte por causa das mudanças climáticas – (a) HadGEM2-ES e (b) MIROC5 -RCP 8.5.....	126
Quadro 27- Custo anual acrescido pela compensação em geração termelétrica – (a) HadGEM2-ES e (b) MIROC5 - RCP 4.5.....	128

Quadro 28- Custo anual acrescido pela compensação em geração termelétrica – (a) HadGEM2-ES e (b) MIROC5 - RCP 8.5 .....	129
Quadro 29- Cálculo do Estoque de Carbono .....	133

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1- Estimativas de Emissões de GEE no Brasil – Milhões tCO <sub>2</sub> eq - GWP-AR5	28
Gráfico 2- Participação dos Diferentes Setores nas Emissões em 2016 .....	29
Gráfico 3- Estimativa de Emissões de GEE no Brasil 1990-2016 –.....	31
Gráfico 4 - Intensidade de Carbono na geração Elétrica Brasileira - Kg CO <sub>2</sub> /MWh.....	32
Gráfico 5- Evolução da participação das fontes primárias na geração de energia elétrica (1990-2015) .....	33
Gráfico 6- Evolução da participação por fonte de geração - hidráulica, térmica, biomassa e eólica - de 2010 a 2016 .....	34
Gráfico 7 - Média das Chuvas e Vazão do período de 1971 a 2014 .....	60
Gráfico 8- Hidrograma de Vazão: a) Sub-bacia 09 – São Felix e b) sub-bacia 12 - Altamira .....	65
Gráfico 9- Precipitação média mensal – Simulação de 1961-1990 dos modelos Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5 e Observação C.R.U 1961-1990.....	84
Gráfico 10 - Precipitação média mensal projetada por período de tempo: 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2100 e simulação de 1961-1990 – Modelo Eta-HadGEM2-ES – Cenários: a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5 .....	91
Gráfico 11- Precipitação média mensal projetada por período de tempo: 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2100 e simulação de 1961-1990 – Modelo Eta-MIROC5 – Cenários: RCP 4.5 (a) e RCP 8.5 (b).....	93
<i>Gráfico 12 – Temperatura a 2 metros da superfície - Simulado 1960-2005 e Projetado 2006-2100 - Cenários RCP 4.5 e 8.5 - Modelo HadGEM2-ES (a) e Eta-MIROC5 (b) ..</i>	<i>95</i>
Gráfico 13 - Resumo dos quadros 25 e 26 - Emissões da energia gerada por termelétrica para compensar a redução da geração da UHE Belo Monte.....	127
Gráfico 14 - Resumo dos quadros 27 e 28 - Custo anual acrescido pela compensação em geração termelétrica .....	130

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz de Energia Elétrica .....	14
Figura 2 - Capacidade de Geração do Brasil.....	14
Figura 3- Volume Útil de reservatório .....	16
Figura 4- Sistema de Transmissão Brasileiro - Horizonte 2017 .....	19
Figura 5 - Dilema do Operador Nacional do Sistema Elétrico.....	21
Figura 6 - Exatidão e precisão para duas funções de densidade de probabilidade - adaptado (DESSAI et al., 2009) .....	38
Figura 7- Diferença entre Exatidão e Precisão (NDIG, 2014). .....	38
Figura 8 - Processos incluídos na família do modelo HadGEM2 - adaptado (MARTIN et al.,2011).....	41
Figura 9- Representação das etapas de separação de escoamento (A) e do fluxo propagado na rede de drenagem (B) no MHD-INPE (adaptado) – Fonte: Manual de Implementação do MHD-INPE.....	45
Figura 10 - Implementação e calibração do Modelo Hidrológico – MHD-INPE.....	46
Figura 11- Processo de Projeção da disponibilidade hídrica sob os impactos das mudanças climáticas.....	47
Figura 12- Emissões e concentrações de dióxido de carbono para os Cenários RCPs. Obs.: 1 PgC = 1 bilhão de toneladas de carbono. ....	49
Figura 13- Bacias e interbacias afluentes da margem direita do Rio Amazonas – MDA .....	50
Figura 14- Bacia do Xingu e Unidades de Planejamento Hídrico – UPH.....	51
Figura 15 - Comparação entre o Reservatório do Projeto antigo com o reservatório do projeto novo da UHE Belo Monte – Fonte: EIA/Rima .....	55
Figura 16- UHE Belo Monte - Fonte: EPE/ANEEL.....	57
Figura 17- Delimitação das sub-bacias da Bacia do Xingu.....	63
Figura 18 - Curvas de Duração de Fluxo (FDC) ou Curvas de permanência .....	72
Figura 19- Processo do Cálculo das Curvas de Duração de Potência .....	75
Figura 20 - Processo do Cálculo das Curvas de Duração de Potência Disponível.....	78
Figura 21- Diferença da Precipitação Média Climática no período de 1961-1990, em mm/dia, para as simulações do Modelo Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestres FMA, MJJ, ASO e NDJ.....	85
Figura 22 - Diferença da Precipitação Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, em mm/dia, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre FMA (Fonte de Dados: INPE).....	86
Figura 23 - Diferença da Precipitação Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, em mm/dia, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre MJJ. (Fonte de Dados: INPE).....	88

Figura 24- Diferença da Precipitação Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, em mm/dia, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre ASO. (Fonte de Dados: INPE).....	89
Figura 25- Diferença da Precipitação Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, em mm/dia, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre NDJ. (Fonte de Dados: INPE).....	90
Figura 26- Diferença da Temperatura a 2m Média Climática no período de 1961-1990, em °C, entre as simulações do Modelo Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5 e os dados CRU, na resolução de 20 km. Trimestres FMA, MJJ, ASO e NDJ. ....	94
Figura 27 - Diferença da Temperatura a 2m Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, em °C, para os Modelos Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre FMA.....	96
Figura 28 - - Diferença da Temperatura a 2m Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, em °C, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre MJJ.....	97
Figura 29 - Diferença da Temperatura a 2m Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, °C, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre ASO. ....	98
Figura 30 - Diferença da Temperatura a 2m Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, °C, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre NDJ.....	100
Figura 31 - Projeções de Vazão das sub-bacias 01 a 04 - Modelos HadGEM2-ES e MIROC5 - Cenários RCP 4.5 e RCP 8.5 .....	102
Figura 32 - Projeções de Vazão das sub-bacias 05 a 08 - Modelos HadGEM2-ES e MIROC5 - Cenários RCP 4.5 e RCP 8.5 .....	103
Figura 33 - Projeções de Vazão das sub-bacias 09 a 13 - Modelos HadGEM2-ES e MIROC5 - Cenários RCP 4.5 e RCP 8.5 .....	105
Figura 34 - Projeções de Vazão das sub-bacia 12 Altamira - Modelos HadGEM2-ES e MIROC5 - Cenários RCP 4.5.....	105
Figura 35-Projeções de Vazão das sub-bacia 12 Altamira - Modelos HadGEM2-ES e MIROC5 - Cenários RCP 8.5.....	106
Figura 36 - Curva de Permanência (FDC) HadGEM2-ES – Cenários a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5.....	110
Figura 37 - Curva de Permanência (FDC) - MIROC5 – Cenários a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5 (Fonte: elaborado pelo autor) .....	111
Figura 38- Curva de Permanência considerando a Vazão Ecológica mostrando do Q50 até Q100 - HadGEM2-ES .....	112
Figura 39 - Curva de Permanência considerando a Vazão Ecológica mostrando do Q50 até Q100 - MIROC5.....	113
Figura 40- Potência Disponível para os cenários a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5 dos modelos HadGEM2-ES e MIROC5 .....	115
Figura 41- Curva de Duração de Potência - Modelo HadGEM2-ES - a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5.....	119

Figura 42 - Curva de Duração de Potência - Modelo MIROC5 - a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5 .....	120
Figura 43 - Curva de Duração de Potência Disponível - Modelo HadGEM2-ES - a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5 .....	122
Figura 44 - Curva de Duração de Potência Disponível - Modelo MIROC5 - a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5 .....	123
Figura 45 - Visão sistêmica dos resultados .....	138

## LISTA DE SIGLAS

UFV – Central Geradora Fotovoltaica

EOL – Central Geradora Eólica

UTE – Usina termoelétrica

UHE – Usina Hidrelétrica

AHE – Aproveitamento hidrelétrico de Belo Monte

CGH – Centrais Geradoras Hidrelétricas

PCH – Pequena Central Elétrica

UTN – Usina Termonuclear

BIG – Banco de Informações da Geração

SIN – Sistema interligado nacional

ONS – Operador nacional do sistema elétrico

CPTEC – Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

Eta – Modelo Eta

GCM – Modelo Climático Global

RCM - Modelos Climático Regional

GEE – Gases de efeito estufa

CMIP5 – Coupled Model Intercomparison Project Phase 5

HadGEM2– Hadley Centre Global Environmental Model, versão 2

ES - Earth System componentes – Componentes do sistema terrestre

MIROC5 – Model for Interdisciplinary Research on Climate, versão 5

COCO – CCSR Ocean Component Model

CCSR – Center for Climate System Research

NIES – University of Tokyo; National Institute for Environmental Studies

FRCGC – Frontier Research Center for Global Change

MGB-IPH – Modelo de grandes Bacias do Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio grande do Sul -UFRGS

NA – Nível da água

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

FMA – Trimestre: Fevereiro, Março e Abril

MJJ – Trimestre: Maio, Junho e Julho

ASO – Trimestre: Agosto, Setembro e Outubro

NDJ – Trimestre: Novembro, Dezembro e Janeiro

MTL – Média de longo termo

IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas

RCP – Representative Concentration Pathways

TVR – Trecho de vazão reduzida



## SUMARIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1. OBJETIVOS.....	3
1.2. PERGUNTA NORTEADORA.....	3
1.3. OBJETIVO GERAL.....	3
1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	3
1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	4
<b>2. REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>7</b>
2.1. RECURSOS HÍDRICOS E ESCASSEZ .....	7
2.1.1. RECURSOS HÍDRICOS NO BRASIL .....	8
2.2. ENERGIA RENOVÁVEL E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL.....	9
2.3. ENERGIA RENOVÁVEL E A MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA .....	13
2.4. ENERGIA HIDROELÉTRICA.....	15
2.5. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	18
2.6. ESTOQUE E SEQUESTRO DE CO <sub>2</sub> REFERENTE À ÁREA DE FLORESTA PRESERVADA E DESMATADA .....	23
2.7. MUDANÇAS CLIMÁTICAS.....	25
2.8. Contribuição Nacionalmente Determinada – NDC.....	30
2.9. EMISSÕES DO SETOR ELÉTRICO .....	31
2.10. MODELOS CLIMÁTICOS.....	34
2.10.1. MODELO ETA.....	39
2.10.2. MODELO HADGEM2-ES .....	40
2.10.3. MODELO MIROC5.....	42
2.11. MODELO HIDROLÓGICO MHD-INPE .....	44
2.11.1. ESQUEMA DO PROCESSO DE MODELAGEM .....	46
2.12. CENÁRIOS DE EMISSÕES .....	48
<b>3. BACIA HIDROGRÁFICA DO XINGU E USINA HIDRELÉTRICA DE BELO MONTE .....</b>	<b>50</b>
3.1. ÁREA DE ESTUDO .....	50
3.2. HISTÓRICO DA UHE BELO MONTE .....	52
3.3. DESCRIÇÃO DA UHE BELO MONTE .....	57
3.4. DEFINIÇÃO DAS ESTAÇÕES DO ANO .....	59

<b>4. MÉTODOS E DADOS</b> .....	<b>61</b>
4.1. DADOS DE SIMULAÇÃO E PROJEÇÃO.....	61
4.1.1. DADOS ATMOSFÉRICOS.....	61
4.1.2. DADOS HIDROLÓGICOS.....	62
4.2. LEVANTAMENTO DE DADOS FLUVIOMÉTRICOS, PLUVIOMÉTRICOS E TRATAMENTO ESTATÍSTICO. ....	67
4.3. ESTÁGIO NO INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS – INPE	68
4.4. ANÁLISE E APLICAÇÃO DOS DADOS DE PRECIPITAÇÃO.....	68
4.5. ANÁLISE E APLICAÇÃO DOS DADOS DE TEMPERATURA.....	69
4.6. VAZÃO.....	70
4.6.1. VAZÃO SIMULADA, VAZÃO OBSERVADA E PROJEÇÕES HIDROLÓGICAS.....	70
4.6.2. CURVAS DE PERMANÊNCIA.....	71
4.7. CURVAS DE DURAÇÃO DE POTENCIA - EFETIVA.....	74
4.8. POTÊNCIA DISPONÍVEL EM MÉDIAS MENSAIS.....	76
4.9. CURVAS DE DURAÇÃO DE POTENCIA – DISPONÍVEL.....	77
4.10. EMISSÕES DE CO <sup>2</sup> POR COMPENSAÇÃO.....	78
4.11. CUSTO DO MW PELA COMPENSAÇÃO DE GERAÇÃO POR TERMELÉTRICA.....	80
4.12. ESTOQUE E SEQUESTRO DE CO <sub>2</sub> REFERENTE À ÁREA DE FLORESTA PRESERVADA E DESMATADA NA UHE BELO MONTE.....	82
<b>5. RESULTADOS, DISCUSSÃO E ANÁLISES</b> .....	<b>84</b>
5.1. PRECIPITAÇÃO.....	84
5.2. TEMPERATURA.....	94
5.3. VAZÃO.....	101
5.3.1. PROJEÇÕES HIDROLÓGICAS.....	101
5.3.2. CURVA DE PERMANÊNCIA.....	108
5.4. POTÊNCIA DISPONÍVEL EM MÉDIAS MENSAIS.....	114
5.5. CURVA DE DURAÇÃO DE POTÊNCIA - EFETIVA.....	118
5.6. CURVA DE DURAÇÃO DE POTÊNCIA DISPONÍVEL.....	121
5.7. EMISSÕES CO <sub>2</sub> .....	124
5.7.1. EMISSÕES EVITADAS COM A CONSTRUÇÃO DA USINA.....	124
5.7.2. EMISSÕES POR COMPENSAÇÃO E SEU IMPACTO NO NDC.....	125
5.8. CUSTO DO MW PELA COMPENSAÇÃO DE GERAÇÃO POR TERMELÉTRICA.....	128
5.9. ESTOQUE E SEQUESTRO DE CO <sub>2</sub> REFERENTE À ÁREA DE FLORESTA PRESERVADA E DESMATADA.....	131

5.10. AVALIAR OS BENEFÍCIOS E AS CONSEQUÊNCIAS DA DECISÃO DE OPTAR POR UMA TECNOLOGIA A FIO D'ÁGUA PARA A CONSTRUÇÃO DA UHE BELO MONTE .....	134
<b>6. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>137</b>
<b>7. BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>140</b>
<b>8. APÊNDICE A .....</b>	<b>148</b>
<b>9. APÊNDICE B .....</b>	<b>162</b>

## 1. INTRODUÇÃO

O crescimento socioeconômico do Brasil na última década provocou aumento na demanda por eletricidade e, conseqüentemente, a necessidade de ampliar a oferta, levando o governo brasileiro a expandir a geração hidrelétrica para a Amazônia. O Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), possibilitou essa retomada do planejamento, financiamento e execução de grandes obras de infraestruturas energética no país, como a construção da Usina Hidrelétrica de Belo Monte. No seu quinto Balanço 2015-2018 (PAC), os investimentos em infraestrutura energética acrescentaram 19.947 MW de potência instalada, sendo cerca de 97% a partir de fontes renováveis – hidráulica, eólica, solar ou biomassa.

A opção pela ampliação de hidrelétricas se baseou nos custos e benefícios diferenciados em relação a outras fontes de energias renováveis, que possuem forte intermitência e baixa previsibilidade, e na eficiência ao atendimento à demanda. Usinas que possuem reservatório de acumulação tendem a ter maior capacidade de gerenciamento de suas vulnerabilidades à variabilidade climática, pois acumulam água em períodos úmidos para utilização em períodos seco (TOLMASQUIM, 2016a).

Entretanto, em razão das experiências passadas na construção de usinas hidrelétricas (UHE Balbina, UHE Tucuruí e etc.), nesta nova expansão da matriz hidroenergética, foi dada preferência a projetos com configuração a fio d'água em razão dos menores impactos socioambientais. Assim, projetos existentes de usinas hidrelétricas com reservatórios, foram adaptados para essa nova configuração afim de viabilizar sua implementação. As hidrelétricas a fio d'água, produzem energia elétrica a partir da energia cinética dos rios. Possuem pouca ou nenhuma capacidade de regularização. As que possuem represamento tem capacidade de regular a vazão de curto prazo, em base diária ou semanal. Essa menor capacidade de regularização implica na redução da reserva de energia estratégica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Esse é o caso da UHE Belo Monte, que na nova configuração teve redução em torno de 61% no tamanho do seu reservatório e, conseqüentemente, da área inundada (ANEEL, 2013). Mas, também teve sua capacidade de geração diminuída, aumentando

sua vulnerabilidade às variações hidrológicas decorrentes das variabilidades climáticas, como temperatura e precipitação.

Os efeitos da intensificação das sazonalidades climáticas no Brasil impactaram diversos setores da economia nesses últimos anos. Desde 2012, vem se intensificando as anomalias de precipitação negativas, com expansão dos eventos de seca para regiões brasileiras que não possuíam históricos de escassez hídricas severas (ANA, 2016). Esse cenário hidrológico desfavorável, colocou os reservatórios de água para abastecimento e geração de energia em situação crítica, levando algumas regiões do Brasil, como o sudeste e centro-oeste a implementar racionamento na distribuição de água. No Setor Elétrico, foi necessário despacho intensivo das termelétricas disponíveis no Sistema Interligado Nacional (movidas a óleo diesel, óleo combustível, carvão, gás natural, nuclear e GNL) para garantir a eficiência e segurança energética e atender a demanda. Esse procedimento acarretou elevados custos e expressiva emissão de gases de efeito estufa.

Essa tendência de redução de reserva de energia no SIN, acaba por favorecer o uso de fontes de reserva extremamente poluentes, mas disponíveis rapidamente para atender a demanda, que é o caso das termelétricas que operam por combustíveis fósseis. Essas termelétricas podem ser edificadas próximo dos centros urbanos, o que reduz as perdas na distribuição. Assim, muitas vezes a oferta de energia entra num ciclo vicioso de geração limpa e geração suja. Daí a importância de estudos do clima e suas mudanças, tanto para gestão do sistema quanto para a adaptação e mitigação, com vistas a avaliar a contribuição do setor elétrico ao cumprimento dos compromissos do Acordo de Paris, constantes da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) assumidos pelo Brasil na ONU, como também, para geração de novas tecnologias que visem diminuir os efeitos da intermitência das fontes renováveis na geração de energia.

No que diz respeito à região de interesse desse estudo, o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas - IPCC, em seu quinto relatório de avaliação das mudanças climáticas, aponta aumento de temperatura com consequentes impactos nos regimes de chuvas e vazão dos rios da Amazônia. Segundo Marengo (2015), nos últimos 30 anos, têm aumentado a ocorrência de eventos climáticos extremos na região, com aumento na frequência de chuvas fortes e períodos de estiagem mais prolongados.

A Bacia do Xingu, onde está localizada a UHE Belo Monte, é uma das sete bacias de grande porte, afluente da margem direita do Rio Amazonas. Seus aspectos físicos e sazonalidade marcantes são fortemente vinculados ao clima, o que a torna sensível a eventos climáticos extremos (ANA-PHMDA, 2012). O regime de escoamento de rio da bacia mostra grande variabilidade em escalas interanuais e decadais, sendo a principal fonte de variação, os eventos ENOS que provocam na região diminuição da precipitação e escoamento fluvial (COSTA et al., 2009).

É no contexto desta vulnerabilidade regional às mudanças do clima e às incertezas decorrentes destas mudanças que se insere este trabalho. O objetivo da dissertação é avaliar os potenciais efeitos das mudanças climáticas no desempenho energético da UHE Belo Monte, as consequências sobre as dimensões ambiental e econômica da sustentabilidade e uma análise da opção da construção da Usina por uma configuração a fio d'água no lugar de uma de reservatório de acumulação em cenários de projeções de mudanças climáticas

## **1.1. OBJETIVOS**

### **1.2. PERGUNTA NORTEADORA**

Como as mudanças climáticas previstas nos cenários para a Amazônia afetarão o desempenho da Usina Hidrelétrica de Belo Monte?

### **1.3. OBJETIVO GERAL**

Objetivo da dissertação é avaliar os efeitos das mudanças climáticas globais, previstos no cenário regional, sobre o desempenho da UHE Belo Monte no decorrer do século XXI.

### **1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Para atender o objetivo geral desta pesquisa, foi definido um conjunto de objetivos específicos a serem alcançados:

- 1- Analisar as projeções futuras de temperatura e precipitação do modelo Eta, aninhado aos modelos climáticos globais HadGEM2-ES e MIROC5, na área de abrangência da Bacia do Xingu.
- 2- Analisar as projeções de vazões futuras do modelo MHD-INPE, que tiveram como dados de entrada os dados dos modelos climáticos globais HadGEM2-ES e MIROC5, na Bacia do Xingu e na UHE Belo Monte.
- 3- Aplicar as especificações técnicas da UHE Belo Monte nas novas séries de vazão das projeções do MHD-INPE, para estimar como será o desempenho futuro da usina.
- 4- Considerando a dimensão ambiental do desenvolvimento sustentável, estimar os impactos decorrentes da variação do desempenho futuro da UHE de Belo Monte, consequentes da compensação da energia não gerada pela utilização de usinas térmicas, com foco nos compromissos assumidos pelo Brasil em sua Contribuição Nacionalmente Determinada - NDC.
- 5 – Considerando a dimensão econômica do desenvolvimento sustentável, estimar o impacto no preço do megawatt (MW) com a substituição da geração hidráulica pela térmica.
- 6- Avaliar as vantagens e os benefícios, os custos e as consequências da decisão de optar por uma tecnologia a fio d'água para construção da Usina de Belo Monte.

## **1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Além desta introdução, tópico 1, a dissertação está dividida em mais oito tópicos, conforme dispostos abaixo:

- Tópico 2 - Referencial teórico

Neste tópico foi realizada uma revisão na literatura abordando pontos fundamentais para o desenvolvimento desta pesquisa, como a questão dos recursos hídricos e sua escassez no mundo e no Brasil, a importância das energias renováveis para o desenvolvimento sustentável e seu impacto na matriz energética brasileira, os aspectos técnicos da energia hidroelétrica com suas vantagens e desvantagens, as características do setor elétrico brasileiro, o conceito de mudanças climáticas e suas consequências no mundo e no Brasil, as

emissões de gases de efeito estufa, bem como, os compromissos assumidos pelo país para a redução das emissões. Por fim, foram abordados os modelos climáticos Eta, HadGEM e MIROC e o modelo hidrológico MHD-INPE, contendo a descrição dos seus aspectos técnicos e o processo de modelagem, e a descrição dos cenários de mudanças climáticas utilizados nesses modelos.

- Tópico 3 – Bacia Hidrográfica do Xingu e a Usina Hidrelétrica de Belo Monte

Neste ponto foi realizada a apresentação da área de estudo contendo as características da Bacia do Xingu, o histórico, a configuração e as características técnicas da Usina Hidrelétrica de Belo Monte e a definição das estações do ano.

- Tópico 4 – Métodos e dados

Este tópico apresenta os dados de simulação e projeção atmosféricos e hidrológicos, a aplicação de procedimentos estatísticos para tratamento de dados fluviométricos e pluviométricos de observação, procedimentos desenvolvidos no estágio no Instituto de Pesquisas Espaciais – INPE, método de aplicação e análise dos dados de simulação e projeção de temperatura, precipitação e vazão e método dos cálculos para estimar: as emissões evitadas pela construção da UHE Belo Monte; as emissões por compensação de geração em termelétricas; o custo acrescidos dessas emissões no preço do MW; e a estimativa de estoque de carbono da área de preservação da floresta pela redução do tamanho do reservatório e da área que foi alagada para a formação do reservatório da UHE Belo Monte.

- Tópico 5 – Resultados, discussões e análises

O tópico 5 apresenta os resultados da pesquisa e desenvolve as análises e discussão desses resultados, terminando com uma avaliação da decisão de se optar por uma tecnologia a fio d'água para construção da Usina hidrelétrica de Belo Monte.

- Tópico 6 – Considerações finais

As considerações finais concluem de forma objetiva os resultados da pesquisa e apresenta recomendações que possam subsidiar a tomada de decisão dos gestores e incitar novas pesquisas.



- Tópico 7- Referências Bibliográficas

Neste tópico traz as referências bibliografias utilizadas para dar suporte ao desenvolvimento da pesquisa.

- Tópicos 8 - Apêndice A

Neste apêndice, constam os scripts do modelo MIROC5, utilizados para a confecção dos mapas com as áreas de diferença de temperatura e dos mapas com as áreas de diferença de precipitação.

- Tópico 9 – Apêndice B

Neste tópico, constam os scripts do modelo HadGEM2-ES, utilizados para a confecção dos mapas com as áreas de diferença de temperatura e dos mapas com as áreas de diferença de precipitação.

## **2. REFERENCIAL TEÓRICO**

Neste capítulo será apresentado o embasamento teórico da pesquisa no que tange a energia renovável e desenvolvimento social, a matriz energética e elétrica brasileira e como funciona o sistema elétrico no Brasil. Passaremos também pela questão dos recursos hídricos e escassez, mudanças climáticas, emissões e modelagem climática. Entretanto, o embasamento teórico não se restringe apenas a esse capítulo, ao contrário, ele permeia toda a pesquisa, passando pela fundamentação da metodologia e análises dos processos estudados.

### **2.1. RECURSOS HÍDRICOS E ESCASSEZ**

A água doce e a energia são cruciais para o bem-estar humano e o desenvolvimento socioeconômico sustentável. Elas são estreitamente interligadas e interdependentes. A água é essencial para a produção, distribuição e uso de energia. A energia é crucial para a extração e entrega de água potável - e para a própria segurança da água. Pessoas em todos os lugares - especialmente as mais vulneráveis - enfrentam grandes riscos quando o acesso a qualquer um é limitado ou comprometido (MILETTO *et al.*, 2017; WWAP, 2014).

Assim, a gestão dos recursos hídricos sempre foi e será um diferencial no desenvolvimento ao longo da história; afinal quanto maior a capacidade de uma nação gerenciar esse recurso, menor a sua fragilidade aos extremos climáticos. Acumular água a partir de reservatórios artificiais ou naturais permite enfrentar grandes períodos de escassez, garantindo o abastecimento humano, a dessedentação de animais, irrigação, entre outros (CARVALHO, 2015). O investimento em infraestruturas com reservatórios de acumulação permite regularização da vazão, garantindo proteção contra períodos de cheias e fornecimento de energia.

Os desastres naturais hidrológicos são fatores para deslocamento de pessoas de forma repentina ou temporária e quando existe uma percepção de riscos futuros prováveis, esses deslocamentos tornam-se permanentes. Aproximadamente, 90% de todas as catástrofes naturais são vinculadas as questões hidrológicas extremas (WARNER, 2010) e as estimativas globais relatam que até 2050, cerca de 150 a 200 milhões de pessoas serão permanentemente deslocadas devido a secas, inundações e furacões (MILETTO *et al.*, 2017; OSTERWALDER, 2011). A variabilidade das chuvas,

expressa em secas repetidas, foi identificada como um fator claro nas tentativas de imigração de pessoas (KOKO WARNER *et al.*, 2013)

Outras estimativas relativas à desertificação apontam para um futuro onde existe a probabilidade de 1,8 bilhões de pessoas viverem sobre o regime de escassez de água e 5,3 bilhões vivendo sob condições de estresse hídrico até 2025, levando a possibilidade de em torno de 135 milhões de pessoas se deslocarem até 2050 (PENTEADO; ALMEIDA; BENASSI, 2017).

Países com a possibilidade de enfrentamentos maiores em relação à insegurança hídrica – impactando a segurança alimentar, energia e abastecimento - criam um efeito cascata, onde esses impactos avançam para o comprometimento do desenvolvimento econômico e social e instabilidade interna e externa. Não se poderá mais tomar decisões sobre aproveitamento e investimento em recursos hídricos, em um setor versus outros setores de usuários de água, sem criar conflitos. Uma nova abordagem, baseada em dados válidos e metodologias modernas precisam ser empreendidas pelos países e seus parceiros de desenvolvimento (MILETTO *et al.*, 2017), para contemplar os usos múltiplos das águas

### **2.1.1. RECURSOS HÍDRICOS NO BRASIL**

Em relação ao Brasil, apesar de ter uma situação privilegiada em recursos hídricos, em comparação com as demais regiões do planeta, sua distribuição espacial é desigual, estando cerca de 79% concentrada na Amazônia. Em termos numéricos isto significa que em média cerca de 260.000 m<sup>3</sup>/s de água passam pelo território brasileiro, dos quais 205.000 m<sup>3</sup>/s na bacia do Rio Amazonas (ANA, 2007). O País possui uma sazonalidade bem definida com estações secas e chuvosas, sendo observadas no final do período seco, vazões muito abaixo da vazão média e, em algumas regiões, ausência de água. A variabilidade das chuvas e vazões são interanual, com anos mais secos e outros mais úmidos, sendo necessária a utilização de reservatórios ou açudes para garantir disponibilidade de água ao longo do tempo e principalmente nos períodos de estresse hídrico maior (ANA, 2016).

Em um cenário de escassez de água, os conflitos entre os usos da água são mais evidentes, mesmo em países com grande disponibilidade de água como o Brasil (GOUVELLO *et al.*, 2016). Segundo Marengo (2015), as sazonalidades climáticas vêm

se acentuando nos últimos 30 anos no Brasil. Desde 2012, observa-se uma expansão dos eventos de seca para regiões brasileiras até então imunes à escassez de água severa. A falta de chuva em 2014 e as anomalias de precipitação negativas observadas em algumas regiões, como na região centro-oeste, Nordeste e Sudeste, ainda em 2015, agravou a disponibilidade de água (ANA, 2016). Por exemplo, no período de 2013-2014, as bacias do Rio São Francisco no Nordeste, as bacias do sistema Cantareira de abastecimento de água de São Paulo, e a bacia do Rio Paraíba do Sul na divisa dos estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, enfrentaram período de estiagem extrema que originou, além de racionamento, conflitos profundos pelo uso da água (GOUVELLO *et al.*, 2016).

A bacia do rio Tocantins também vem enfrentando estiagem com vazões e precipitações abaixo da média. Por causa das baixas precipitações, o ano de 2015 foi o que teve as menores vazões já registradas, desde o início da série histórica das observações em 1931. Com relação ao último período úmido, que ocorreu entre outubro/2016 e abril/2017, as vazões foram as menores já verificadas (ANA, 2017).

Essa situação de escassez hídrica vem se acumulando pelo País, pois as chuvas continuam sendo abaixo da média esperada, o que vem provocando impactos nos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas integradas ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Por exemplo, o reservatório da UHE Serra da Mesa, que tem importância estratégica na regularização de vazões do rio Tocantins e no atendimento dos usos múltiplos da água na bacia, atingiu, desde início de sua operação, seu menor volume útil (8,72%), em novembro de 2016. O reservatório da UHE Tucuruí, no Pará, também vem sendo afetado pela crise hídrica. Em 2016, foi a primeira vez que a barragem não verteu água desde o início em que a usina começou a operar (ANA, 2017).

## **2.2. ENERGIA RENOVÁVEL E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL**

O pensamento ambiental sempre esteve presente ao longo da história da humanidade. Mas, foi depois da segunda guerra mundial, com as explosões das bombas atômicas no Japão, que a população mundial tomou consciência que o homem representava uma ameaça para o planeta e a sobrevivência do próprio homem. No desenvolvimento deste contexto, começam a surgir os primeiros movimentos ambientalistas, que eram chamados, na época, de alternativos (FONSECA, 1999).

Entretanto, a evolução da discussão sobre as questões ambientais começou a tomar maior importância no final da década de 60, quando emerge a preocupação com os limites do desenvolvimento global e os perigos da degradação ambiental. Os debates resultaram no relatório “Limites do Crescimento”, financiado e publicado pelo Clube de Roma e que acabou por pautar a primeira Conferência da ONU sobre meio ambiente e desenvolvimento, em Estocolmo, na Suécia, em 1972. Surge então, o conceito de ecodesenvolvimento, uma proposta de desenvolvimento ecologicamente orientado, pautado na preservação ambiental e ações para minimizar a degradação ambiental, tendo com um de seus principais colaboradores Ignacy Sachs (FILHO, 1993; PEREIRA et al., 2012).

Na década de 1980, o termo ecodesenvolvimento passou a ser denominado de desenvolvimento sustentável, tendo sua divulgação com a publicação do Relatório Brundtland - “Nosso Futuro Comum” pela Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, em 1987. O relatório traz que (ONU BRASIL, 2017):

“O desenvolvimento sustentável é o desenvolvimento que encontra as necessidades atuais sem comprometer a habilidade das futuras gerações de atender suas próprias necessidades.”

“Um mundo onde a pobreza e a desigualdade são endêmicas estará sempre propenso à crises ecológicas, entre outras...O desenvolvimento sustentável requer que as sociedades atendam às necessidades humanas tanto pelo aumento do potencial produtivo como pela garantia de oportunidades iguais para todos.”

“Muitos de nós vivemos além dos recursos ecológicos, por exemplo, em nossos padrões de consumo de energia... no mínimo, o desenvolvimento sustentável não deve pôr em risco os sistemas naturais que sustentam a vida na Terra: a atmosfera, as águas, os solos e os seres vivos.”

“Na sua essência, o desenvolvimento sustentável é um processo de mudança no qual a exploração dos recursos, o direcionamento dos investimentos, a orientação do desenvolvimento tecnológico e a mudança institucional estão em harmonia e reforçam o atual e futuro potencial para satisfazer as aspirações e necessidades humanas.”

Relatório Brundtland, “Nosso Futuro Comum”

Mas, é na Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (1992) que o termo, desenvolvimento sustentável, ganhou notoriedade. A conferência ficou conhecida como a “Cúpula da Terra” e adotou a Agenda 21.

A Agenda 21 é um programa de ação cujo o objetivo é direcionar o mundo para um modelo mais sustentável de crescimento econômico, conciliando métodos de proteção ambiental, justiça social e eficiência econômica. Reflete um consenso mundial e um compromisso político com o desenvolvimento e cooperação internacional para acelerar o desenvolvimento sustentável. Para assegurar apoio aos objetivos da Agenda 21, foi criada a Comissão para o Desenvolvimento Sustentável, com função de secretariar o Conselho Econômico Social. (ONU BRASIL, 2017; UNCED, 1992)

Em relação ao setor de energia, a agenda 21 destaca, no decorrer do documento, o conflito do desenvolvimento, energia, consumo e meio ambiente e a necessidade de promover o uso de fontes renováveis, da eficiência energética e desenvolvimento de novas tecnologias mais eficientes com ciclo de vida sustentáveis (UNCED, 1992).

Cinco anos depois, em 1997, aconteceu uma sessão especial, chamada de “Cúpula da Terra +5 para revisar a implementação da Agenda 21. Entre as sugestões para alcançar o desenvolvimento sustentável, se recomendou adoção de metas juridicamente vinculativas para reduzir as emissões de gases de efeito estufa, maior movimentação dos padrões sustentáveis de geração, distribuição e uso de energia e erradicação da pobreza. Em 2000, foram lançados os Objetivos do Milênio, com o apoio de 191 nações, que estabeleceram metas para o desenvolvimento do milênio (LOPES *et al.*, 2017; ONU BRASIL, 2017).

A Cúpula Mundial do Desenvolvimento Sustentável, em 2002, teve como foco transformar objetivos da Agenda 21 em ações concretas e tangíveis, com um plano de implementação. Em 2012, acontece no Rio de Janeiro uma nova Conferência das Nações Unidas sobre o Desenvolvimento Sustentável, a Rio + 20 e por fim, em 2015, em Nova York, a Cúpula de Desenvolvimento Sustentável, onde ficou definido os novos objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), como parte de uma nova agenda de desenvolvimento sustentável que deve finalizar o trabalho dos ODM, com prazo para

2030. O documento, que ficou conhecido como “Transformando Nosso Mundo: a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável”, reconheceu que o maior desafio para se alcançar o desenvolvimento sustentável é eliminar a pobreza. Foram estabelecidos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) que procuram garantir os direitos humanos e a igualdade de gênero, além de mesclarem de forma proporcional as questões econômicas, sociais e ambientais (LOPES *et al.*, 2017).

Os seguintes Objetivos do desenvolvimento sustentável: ODS 6 - assegurar a disponibilidade e gestão sustentável da água e saneamento para todas e todos; ODS 7, assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todas e todos e; ODS 13, tomar medidas urgentes para combater a mudança climática e seus impactos, é onde se encaixa parte da discussão desse trabalho que procura refletir os impactos das mudanças do clima na geração de energia e emissões de gases de efeito estufa.

O IPCC, no seu quinto relatório enfatiza que um desenvolvimento para ser sustentável necessita preservar os interesses das gerações futuras e preservar os serviços ecossistêmicos dos quais depende o contínuo desenvolvimento humano. Significa harmonizar a co-evolução de três pilares – econômicos, sociais e ambientais (FLEURBAEY *et al.*, 2014).

Os serviços de energia são necessários para o desenvolvimento econômico e social. Desde 1850, aproximadamente, grande parte dessa demanda foi suprida pelo uso de combustíveis fósseis, levando a um rápido crescimento das emissões de dióxido de carbono na atmosfera, contribuindo desta forma para o aumento da concentração dos gases de efeito estufa - GEE e, conseqüentemente, para o aquecimento global (EDENHOFER *et al.*, 2012). Decorrente desta constatação e frente à necessidade de energia para o desenvolvimento e a sustentabilidade, a substituição das fontes fósseis por fontes renováveis ocupou o centro da discussão do setor energético.

No que tange a geração de energia elétrica, a composição de suas matrizes começou a ter uma concepção diferente com a inclusão da visão de sustentabilidade, na qual as fontes de energias renováveis passaram a ser fundamentais para que essa geração de energia se tornasse sustentável. Entretanto, para essa geração ser sustentável, o fornecimento de energia também precisa ser seguro, acessível e ter baixos

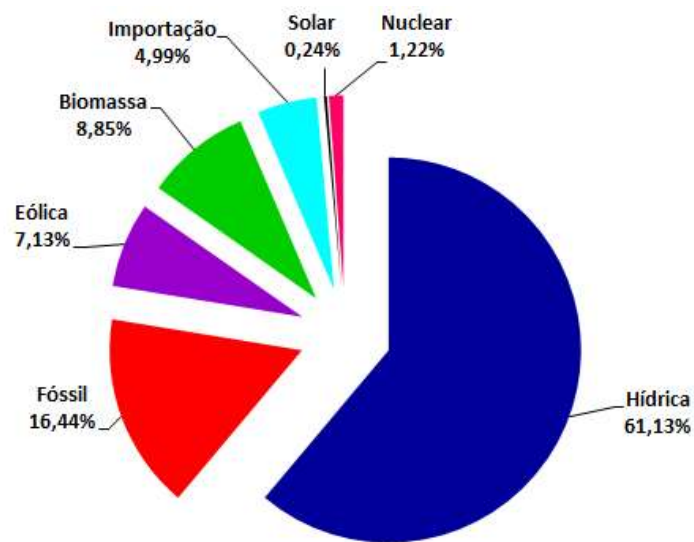
impactos ambientais, incluindo considerações sobre as emissões de GEE (MOOMAW *et al.*, 2011).

A questão é complexa, pois qualquer intervenção na natureza causa impactos que necessitam ser mitigados e para encontrar equilíbrio entre demandas sociais, exploração e fornecimento de recursos, de forma acessível, exige planejamento, desenvolvimento organizacional e tecnológico. Assim, segundo SACHS (2007), a substituição das energias fósseis por energias renováveis terá que ter soluções diversas, com proporções diferentes atribuídas às diversas fontes de energia, em razão das disposições de dotação em recursos naturais, de climas e do ritmo do progresso técnico de cada país. É o equilíbrio entre as oito dimensões da sustentabilidade: a territorialidade, a cultura, a política internacional e nacional, a economia, o social, o meio ambiente e a ecologia, para a construção de matrizes energéticas limpas e diversificadas (SACHS, 2002). Importante considerar nesse conceito que, as energias renováveis, apesar de serem consideradas “energias limpas”, não estão imunes a impactos ambientais (CARNEIRO, 2014).

### **2.3. ENERGIA RENOVÁVEL E A MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA**

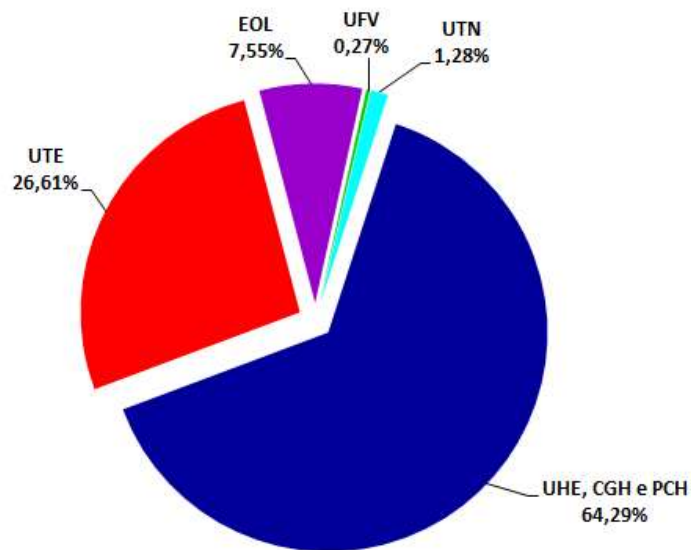
A contribuição das energias renováveis na matriz de energia elétrica brasileira é da ordem de 77%, sendo que 61% correspondem à fonte hidráulica (Figura 1). Quanto à capacidade de geração (Figura 2), as hídricas respondem por 64%, a fotovoltaica por 0,24% e eólica por 7,55%. Juntas as renováveis correspondem a 71,79% da capacidade de geração (ANEEL, 2017b).





*Figura 1 - Matriz de Energia Elétrica*

*Fonte: BIG 2017 - Adaptado*



*Figura 2 - Capacidade de Geração do Brasil*

*Fonte: BIG-ANEEL 2017 - Adaptado*

A capacidade de geração hídrica vem reduzindo sua participação nos últimos anos, em razão das pressões socioambientais de alguns setores da sociedade que são contra a esse tipo de exploração, principalmente, devido aos impactos ambientais que podem provocar na região amazônica. (EPE-BEN, 2017).

Essa rejeição às Usinas Hidrelétricas com grandes barragens é fruto, em grande parte, da forma como ocorreram as construções no passado, entre elas: os erros de planejamento e projetos selecionados; o peso nas relações custo, benefícios e meio ambiente; a falta de debates concretos com a sociedade, restringindo a participação de comunidades atingidas; e falhas nas mitigações e compensações como, por exemplo, cidades a montante ou jusante perto das usinas sem eletricidade. As questões políticas predominaram nas decisões e escolhas desses investimentos. Como resultados, esses investimentos proporcionaram desenvolvimento em pesquisa e domínio de tecnologia, mas a preços de grandes conflitos no setor e implantação de usinas tecnicamente questionáveis como, por exemplo, a usina hidrelétrica de Balbina no Rio Uatumã, no Amazonas. A barragem de Balbina inundou uma área de 2.360 Km<sup>2</sup> sem retirar as árvores, o que resultou em uma poluição visual (paliteiro) e apodrecimento da madeira, originando diversos problemas socioambientais, para uma capacidade instalada de apenas 250 MW (ANEEL-BIG, 2017). A formação de reservatórios são os principais entraves para expansão dessa fonte atualmente no Brasil. (FEARNSIDE, 2015; GOMES, 2012)

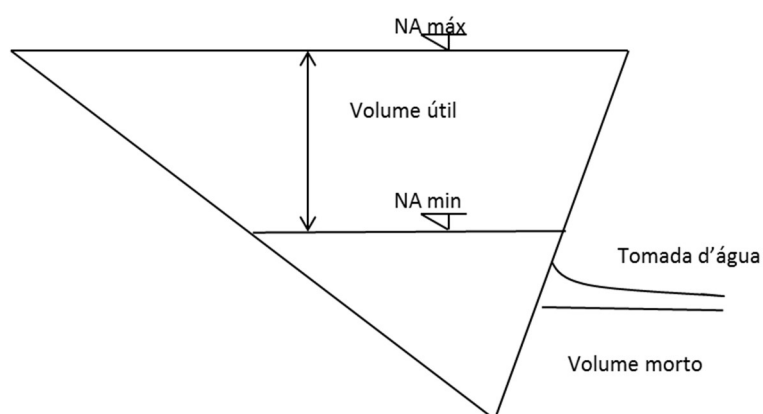
## **2.4. ENERGIA HIDROELÉTRICA**

As usinas hidrelétricas são fontes energia renovável, considerada limpa, com custos e benefícios diferenciados, do estado atual de desenvolvimento tecnológico, em relação a outras fontes de energias renováveis. Trata-se de uma tecnologia madura e confiável que garante qualidade no atendimento da demanda (TOLMASQUIM, 2016a). A energia hidrelétrica tem a melhor eficiência de conversão de todas as fontes de energia conhecidas (cerca de 90% de eficiência), requer um investimento inicial relativamente alto, mas tem vida útil longa com custos de operação e manutenção baixos. Os principais tipos de projetos de energia hidrelétrica no Brasil são usinas com reservatório de acumulação e usinas a fio d'água (IPCC: Hydropower.; KUMAR *et al.*, 2011).

As usinas hidrelétricas com reservatório de acumulação são usinas cujas barragens formam um lago que cumprem diversas funções, tanto para o sistema elétrico, quanto para os demais setores usuários dos recursos hídricos. Se constituem em reservas de energia e água, possibilitando a sua utilização para irrigação, pesca, regulação das secas e cheias e ofertas de alternativas de lazer (GOMES, 2012). O reservatório de

acumulação tem uma capacidade de regularização plurianual, com o armazenamento da água ocorrendo nos períodos de maior precipitação pluviométrica, criando condições favoráveis para que a geração de energia elétrica ocorra nos períodos de maior estiagem. Garantem qualidade no atendimento a demanda, pois permitem variações rápidas e controladas da geração, o que gera confiabilidade e facilita a utilização de outras fontes renováveis intermitentes, como eólica e biomassa (CARVALHO, 2015). Além disso, como discutido no item 2.1, é um meio para enfrentamento da escassez hídrica preconizada nos cenários da disponibilidade futura de água (CARVALHO, 2015), possibilitando reduzir as vulnerabilidades decorrentes das mudanças climáticas já em curso (MARENGO, 2015).

Os reservatórios têm volume de armazenamento em diferentes níveis que definem sua capacidade de regularização. O volume morto é a parte do volume total do reservatório que está indisponível para fins de captação de água. Nesse nível, as tomadas de água para as turbinas não são possíveis, pois além do controle de vazão e pressão ficarem instáveis, começam a vir ar junto com a água que provoca cavitação, diminuindo a vida útil da turbina. O volume útil de um reservatório é o volume de água que fica entre os níveis d'água mínimos e máximos operacionais. Este é o volume efetivamente destinado à operação do reservatório e ao atendimento das diversas demandas de água (LOPES; SANTOS, 2002). A Figura 3 mostra de forma esquemática o volume útil e o volume morto.



*Figura 3- Volume Útil de reservatório*

Fonte: Lopes, 2002 - adaptado.

Cavitação é o fenômeno de vaporização de um líquido (formação de bolhas de vapor no meio do fluido) pela redução de pressão durante o seu escoamento no interior de um sistema hidráulico (em usinas hidrelétricas: vertedouro, válvulas, canais, túneis, comportas e principalmente nas turbinas hidráulicas). Ao deixar o equipamento, o fluido tem sua pressão regularizada e a bolha de vapor condensa, liberando energia que atinge, sob forma de onda de pressão, a parede do equipamento, provocando com o decorrer do tempo a destruição interna do equipamento (HORTA *et al.*, 2000; VIANNA *et al.*, 2001).

Entretanto, não podem ser desconsiderados os aspectos negativos com a construção destes empreendimentos, haja vista os problemas socioambientais que ocorrem durante e após sua construção e as alterações químicas e biológicas decorrente do represamento dos rios. Tais consequências são provocadas pelo desmatamento e perda da biodiversidade nas áreas inundadas, mudanças nos padrões climáticos, deslocamento de populações, interferência no ciclo de vida dos peixes, entre outros (BORTOLETO, 2001).

As usinas hidrelétricas a fio d'água produzem energia elétrica a partir energia cinética dos rios. Possuem pouca ou nenhuma capacidade de regularização. As que possuem represamento tem capacidade de regular a vazão de curto prazo, em base diária ou semanal. As que operam desviando parte das vazões afluentes para a turbina caracterizam-se pela existência de um trecho de vazão reduzida (TVR) (GOMES, 2012). Um dos aspectos negativos deste modelo é em relação a essa menor capacidade de regularização que implica na redução da reserva de energia estratégica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Entretanto, essas usinas a fio d'água evitam grandes desmatamentos, o que ajuda amenizar os períodos de estiagem. Segundo DEBORTOLI *et al.* (2011), em estudo realizado no norte e noroeste de Mato Grosso, verificou-se que nos últimos 30 anos 20% do território estudado foi desmatado e que mudanças ocorreram nos padrões pluviométricos regional. As análises de dados de chuva permitiram aferir que ocorreu uma diminuição das chuvas nas áreas desmatadas e que nas áreas com a floresta preservada os valores pluviométricos foram mais elevados. Concluíram assim que áreas preservadas recebem mais precipitação por conta da ciclagem da água via evapotranspiração. Outra constatação foi que regiões preservadas da área de estudo localizadas ao noroeste de Mato Grosso) próximas a regiões devastadas do estado de

Rondônia apresentaram diminuição das precipitações. WANG *et al.*, (2009), em seus estudos realizados no estado de Rondônia, também observam que o desmatamento pode acarretar prolongamento da estação seca com diminuição das chuvas locais causadas por convecção. SALATI (2001) diz que a evapotranspiração da floresta é responsável por mais de 50% da precipitação.

As vantagens e desvantagens de se construir hidrelétricas geram debates e conflitos acirrados na sociedade como um todo, uma vez que, além das questões ambientais também entram em cena as questões de interesses de poderosos grupos econômicos. Por exemplo, pode-se citar o conflito permanente por disputa de espaço de geração e dos financiamentos, entre o setor nuclear, os setores de carvão, óleo e gás e as empresas de construção de grandes empreendimentos.

A necessidade de se realizar o aproveitamento dos recursos hídricos para ampliação da oferta de energia a custos acessíveis para o desenvolvimento do país, confronta-se com a necessidade da preservação socioambiental. No centro desse debate econômico, social e ambiental, os pontos negativos comumente levantados sobre a viabilidade das hidrelétricas são superados devido à escassez e intermitência na geração de outras fontes renováveis, já que a energia por fonte hidráulica continua a ser a mais interessante em termos econômicos por ser abundante, barata e segura. Assim, os projetos acabam por vezes se concretizando sem que haja uma convergência com os setores ambientalistas, um amplo debate com as populações a serem atingidas e sem ter as variações climáticas futuras incorporadas nos estudos de viabilidade dos projetos. Esse é o caso da UHE Belo Monte, por exemplo.

## **2.5. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

O Sistema Elétrico Brasileiro - SEB, possui características distintas e incomparáveis que tornam o seu planejamento e operação complexos. É um sistema de dimensões continentais, hidro-termo-eólico com predominância de geração hidrelétrica e com diversos números de agentes atuando conjuntamente. As regiões são interligadas por um extenso sistema de linhas de transmissão, conhecido como Sistema Interligado Nacional – SIN, conforme mostra a Figura 4 (TOLMASQUIM, 2016a). Esse sistema possibilita aproveitar as diversidades climáticas e hidrológicas entre as regiões brasileiras, permitindo complementariedade mútua. O Brasil ainda possui algumas

localidades isoladas, sendo grande parte na região norte, a ilha de Fernando de Noronha e algumas localidades no Mato Grosso. A única capital do País que ainda não faz parte do SIN e é atendida por um sistema isolado é Boa Vista, no estado de Roraima. O sistema interligado nacional é dividido em quatro submercados: Sul (S), Sudeste/Centro Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N). (TOLMASQUIM, 2016b).

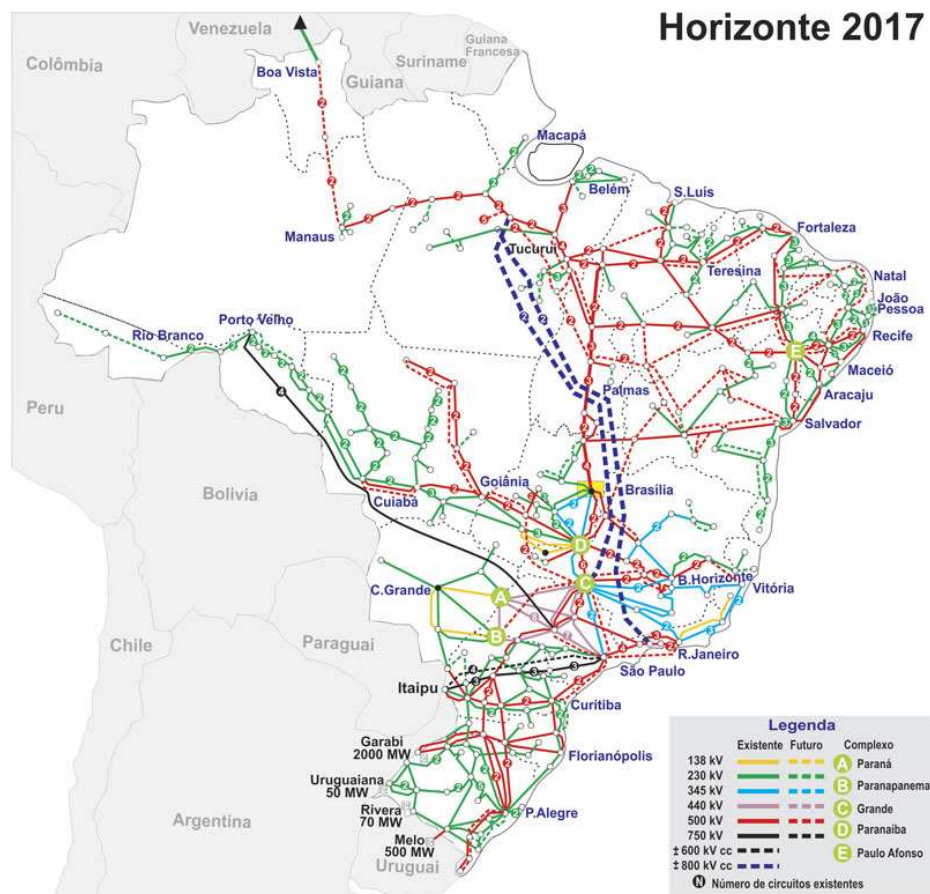


Figura 4- Sistema de Transmissão Brasileiro - Horizonte 2017  
 Fonte: ONS e EPE

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a instituição responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (ONS, 2017).

O ONS divide as fontes que compõem a matriz em fontes de “geração controlável” e fontes de geração “não controlável”. A parte do sistema de geração controlável são as

usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de regularização (considerados reserva de energia) e o parque térmico (sem a biomassa), que normalmente é instalado próximo dos principais centros de carga. O sistema de geração controlável desempenha papel estratégico na segurança da operação do SIN. (TOLMASQUIM, 2016b)

As fontes de geração eólicas, biomassas, solares e parte das hídricas, as pequenas centrais elétricas - PCHs, são consideradas fontes não controláveis, pois possuem diferentes perfis de geração. As eólicas e solares são consideradas fontes intermitentes, pois para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, elas não podem ser armazenadas em sua forma original, exigindo uma reserva girante e de geração complementar (ERBER, 2016), no caso, por outras fontes de geração. No caso brasileiro essa geração complementar, pode vir em parte pelas diferenças sazonais das regiões e pela base hidrotérmica, que podem trazer, dependendo das condições climáticas, deplecionamento de reservatórios e consumo de combustíveis. As hidrelétricas, principalmente as novas a fio d'água, que estão sendo agregadas no sistema e a biomassa, têm grande variação sazonal (TOLMASQUIM, 2016a).

Em razão do investimento, cada vez maior, em renováveis não controláveis e em hidrelétricas com baixa capacidade de regularização, como a UHE Belo Monte, a capacidade de regularização do SIN fica reduzida, o que leva o governo a fazer investimentos paralelos em usinas térmicas – UTEs, movidas pela queima de combustíveis líquidos, carvão ou gás, para garantir a segurança energética do sistema em situações críticas, evitando que o país passe por situações de apagões e racionamento, como o que ocorreu nos anos 2000 e 2001 no Brasil. (Castro et al., 2013; Tolmasquim, 2016). De 2005 a 2017 foram leiloadas 60 usinas termoelétricas a óleo diesel, óleo combustível, carvão mineral e gás, e duas UTE a cavaco/resíduo de madeira.

O conceito de Segurança energética comporta duas dimensões: a confiabilidade e a garantia de suprimento. A confiabilidade refere-se à capacidade do sistema energético manter o abastecimento do mercado consumidor quando confrontado com situações em que, por razões que independem da vontade de seus agentes, faz-se indispensável o corte abrupto no suprimento de energia. A garantia de suprimento refere-se à proteção quanto a eventos que exigem corte no suprimento por períodos longos, associados ao não cumprimento de regras ou de contratos pelos agentes do mercado energético (DE OLIVEIRA, 2010).

As UTEs de concessão pública são construídas para serem, em grande parte, mantidas como capacidade disponível e são geralmente demandadas a operar apenas quando o sistema hidrelétrico e de renováveis não controláveis estão próximo de seu limite de capacidade. Os fatores principais para o acionamento de uma termelétrica são o crescimento econômico do país e o potencial de chuvas da região. Assim, quanto maior o crescimento, maior a chance de acionar as térmicas e quanto maior o volume de chuva, menores as chances de elas serem ativadas (MARTITS; GARCIA; JÚNIOR, 2012).

c

Para a tomada de decisão, o operador deve resolver um problema complexo (Figura 5), onde tem que ser observada: a variabilidade que acontece ao longo dos anos nos rios em relação à vazão média anual, pois pode ter anos de altas vazões, seguida de anos com baixas vazões; a sazonalidade intra-anual, que são as estações do ano, onde pode ocorrer grande diferença entre período seco e úmido; a complementariedade e diversidade regional e o acoplamento espacial e temporal das decisões (TOLMASQUIM, 2016b).

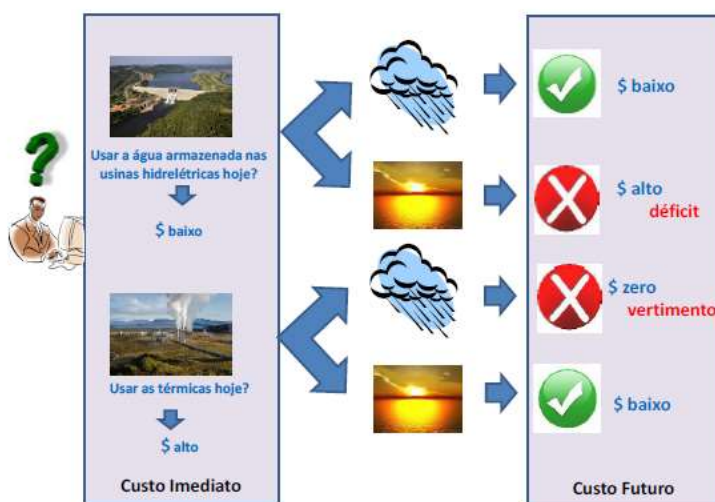


Figura 5 - Dilema do Operador Nacional do Sistema Elétrico  
Fonte: EPE

O acoplamento temporal implica que as decisões tomadas na operação do presente têm consequências futuras. No caso do sistema brasileiro, a melhor solução é obtida minimizando o custo presente do uso da água mais o custo futuro de seu armazenamento. O acoplamento espacial se refere a disposição geográfica em que as hidrelétricas se encontram ao longo do rio, pois uma grande parte delas estão dispostas em cascatas. Assim, a operação de usinas a montante afeta diretamente a usina a



jusante, porque a afluência das usinas a jusante (vazão que chega) depende do deplecionamento (abaixamento do nível de água) das usinas a montante (SOARES, 1987).

Com a entrada em vigor da lei 10.848/04, em 2004, se introduziu um novo modelo do setor elétrico, onde foram modificadas as regras de comercialização de energia elétrica, de licitação e de outorga de concessões, entre outras coisas. A energia passou a ser comercializada em dois ambientes (DECRETO N°5.163, 2004):

1) Ambiente de contratação livre (ACL) - Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos, e

2) Ambiente de contratação regulada (ACR) - Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Os leilões passaram a ser o principal mecanismo para contratar suprimento e venda de energia elétrica para os agentes de distribuição do ACL.

Os contratos resultantes dos leilões podem ser de duas modalidades, os contratos por quantidade e os contratos por disponibilidades.

Os contratos por disponibilidades são destinados à contratação de Usinas Termelétricas. A remuneração é dividida em 2 componentes: parcela fixa e parcela variável. A parcela fixa é destinada à cobertura dos custos fixos para a disponibilização da usina no sistema, que pode ou não ser despachada por conta das condições hidrológicas do SIN. Quando essas usinas são chamadas a operar, as distribuidoras pagam os custos variáveis relativos ao uso do combustível e que serão repassados aos consumidores no momento do reajuste tarifário, essa é a parcela variável. A remuneração nesse caso é calculada com base na energia fornecida (R\$/MWh). Entretanto, o valor dessas parcelas também são definidas na concessão da usina, não variando no mercado de energia elétrica. Essa questão é particularmente importante para este estudo, em razão de que acionando ou não a geração dessas usinas térmicas, elas são remuneradas para ficar à disposição. Assim, frente a períodos críticos do sistema, a preferência poder ser pelo despacho delas, em razão de parte do custo já estar pago.

Os contratos por quantidade, são para a contratação de um fornecimento fixo de energia a um determinado preço. Essa modalidade geralmente é utilizada para contratação de energia hidráulica. Nessa modalidade, os geradores também estão sujeitos a riscos de déficit ou sobras de energia, mas que podem ser minimizados pelo mecanismo de realocação de energia – MRE.

Segundo o PDE 2026 (EPE-PDE, 2017), além da redução da participação das UHEs na matriz elétrica, a expansão que vem ocorrendo - basicamente com usinas usando tecnologia a fio d'água - apresenta um menor crescimento da capacidade de armazenamento nos reservatórios se comparada com a demanda de energia. Segundo esses estudos de projeção, essa expansão representa menos de 1% de aumento na energia armazenável do SIN, entre 2017 e 2026. Isso faz com que o sistema passe a operar com uma forte característica sazonal, definida pela disponibilidade dos recursos naturais e com enorme dificuldade de estocar nos momentos de excesso para utilização nos momentos de escassez.

São essas características que trazem novos desafios para a operação do sistema, mas também traz maior previsibilidade sobre as necessidades de despacho termelétrico. O Setor é bastante amplo e complexo, razão pela qual vamos nos ater a geração hidrotérmica.

## **2.6. ESTOQUE E SEQUESTRO DE CO<sub>2</sub> REFERENTE À ÁREA DE FLORESTA PRESERVADA E DESMATADA**

Os ecossistemas florestais têm papel importante no controle das mudanças climáticas, seja pela capacidade de emissão de gases de efeito estufa para atmosfera por meio de queimadas ou desmatamentos, seja pela função de sequestrar carbono da atmosfera por meio do crescimento do povoamento (SOUZA, 2012).

Segundo o relatório publicado pelo IPCC, em 2007, as opções para mitigação dos efeitos das mudanças climáticas concernentes ao setor florestal são: manejo florestal, redução do desmatamento, florestamento e reflorestamento, e afirma que no curto prazo, os benefícios da mitigação por meio do manejo florestal e do desmatamento evitado são maiores do que os benefícios do reflorestamento e do florestamento. No longo prazo a estratégia de manejo florestal ajuda manter ou aumentar os estoques de carbono (NABUURS et al., 2007).

Em relação a florestas maduras, segundo o estudo de NOBRE (2002) em torres de medidas de fluxo, o fluxo líquido de CO<sub>2</sub> para áreas de florestas não perturbada, ou seja, diferença entre o fluxo de CO<sub>2</sub> da atmosfera para a floresta mediante o processo de assimilação de carbono através da fotossíntese e o fluxo de CO<sub>2</sub> da floresta para atmosfera emitido pela respiração das plantas e devido à decomposição da matéria orgânica no chão da floresta e no solo, mostram evidências que a floresta funciona como um sumidouro de parte do excesso de CO<sub>2</sub> atmosférico, assimilando valores entre 1 e 9 toneladas de carbono por hectare por ano (carbono que permanece na biomassa da floresta). Entretanto, está ampla faixa demonstra o grau de incerteza destas medições, principalmente pela questão da variabilidade ecoclimática entre os diferentes pontos de medição. A maioria de estudos que fazem esse tipo de monitoramento também encontram aumento progressivo de biomassa de ano para ano, mas com valores menores do que essas medições (NOBRE, 2002)

HIGUCHI et al., (2004), em estudo realizado na área experimental de manejo florestal do INPA (Estação ZF-2), com medições no período de 1986-2000, chegou à conclusão que as taxas anuais de mortalidade e recrutamento da floresta fica em torno de 0,7, entretanto, as acumulações de carbono, de ano para ano foram em torno de 1,2t/ha/ano.

Segundo resultados de observações das distribuições verticais e temporais de CO<sub>2</sub> na camada limite da baixa atmosfera, indicam que a floresta amazônica estaria em equilíbrio em termos de emissão e sequestro (NOBRE, 2002).

De acordo com ODUM (1969), ecossistemas florestais em estágios maduros tem a razão entre produção e respiração próximos a 1, o que significa um balanço líquido entre consumo e liberação de CO<sub>2</sub> e O<sub>2</sub> nulo.

O bioma amazônico é complexo, com diferentes ambientes em diferentes graus de alteração, com comportamento distintos em relação às trocas de carbono com a atmosfera.

Em relação ao estoque de carbono da floresta Amazônica, o resultado do projeto CADAFA, apresentado no Seminário Dinâmica do Carbono da Floresta Amazônica, em 2014, mostrou que a média geral continua do estoque de carbono florestal é em torno de 167,7 tC/ha. Esse valor é para o estado do Amazonas onde a média é relativamente mais alta que em alguns outros estados no domínio do bioma Amazônia (INPA, 2014).

Segundo Leticia Guimarães, do Ministério do Meio Ambiente (MMA), os resultados do projeto CADAFA traz segurança aos trabalhos que o ministério vem desenvolvendo no Fundo da Amazônia Legal que usa uma média de 132 tC/ha para calcular os resultados na Amazônia Legal e nos cálculos feitos para submissão brasileira de nível de referência para pagamentos por resultados REDD+ que teve uma média de 154 tC/há (REDD+ BRASIL - MMA, 2016).

## **2.7. MUDANÇAS CLIMÁTICAS**

O sistema climático é composto pela atmosfera, a superfície terrestre, as geleiras e calotas polares, os oceanos e outros corpos de água, e os seres vivos. O clima é usualmente definido como uma variação média do tempo, ou seja, uma descrição estatística da média e da variabilidade de quantidades relevantes de mudanças do tempo meteorológico (precipitação, temperatura, ventos, etc.), ao longo de um período de tempo, que vai de meses a milhões de anos. Os oceanos têm uma importância muito grande na variabilidade climática, por serem reservatórios de energia e de grande memória. Os registros históricos das marés mostram o nível médio do mar ao longo dos séculos, onde é possível acompanhar a elevação desta variável ao longo do século. (IPCC 2014). A atmosfera - temperatura, pressão, insolação, nebulosidade, precipitação e ventos - é o componente central e caracteriza o clima de uma região, normalmente representado pela média das variáveis do componente atmosférico para uma série de 30 anos (SAE, 2015)

A variação das condições do componente atmosférico acontece com o tempo, em decorrência de processos naturais como a variação da órbita terrestre, erupções vulcânicas e alterações na radiação solar (ANGELOCCI E SENTELHAS, 2007; SAE, 2015). É o que se chama variabilidade climática natural. Parte da energia solar que chega ao planeta é refletida diretamente de volta ao espaço, ao atingir o topo da atmosfera terrestre - e parte é absorvida pelos gases presentes na atmosfera, que o redistribuem através das circulações atmosférica e oceânica, promovendo o aquecimento da terra. A camada de gases é composta principalmente por gás carbônico (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), N<sub>2</sub>O (óxido nitroso) e vapor d'água. Esse processo natural é chamado de efeito estufa e possibilita a vida na Terra (SAE, 2015). O problema surge quando ocorre a intensificação

desse fenômeno natural que acaba por provocar o aquecimento do sistema climático (BURKETT *et al.*, 2014).

Desde a Revolução Industrial, as atividades humanas emitem uma grande quantidade desses gases formadores do efeito estufa (GEEs), fazendo com que sua concentração se torne cada vez maior, provocando a retenção de mais calor na Terra e, conseqüentemente, aumentando a temperatura da atmosfera e dos oceanos e ocasionando o aquecimento global. Assim, a mudança climática é definida como uma mudança no estado do clima, direta ou indiretamente atribuída a atividades humanas que alteram a composição da atmosfera global e que ocorre em adição à variabilidade climática natural observada em períodos de tempo comparáveis. (IPCC, 2014b; SAE, 2015).

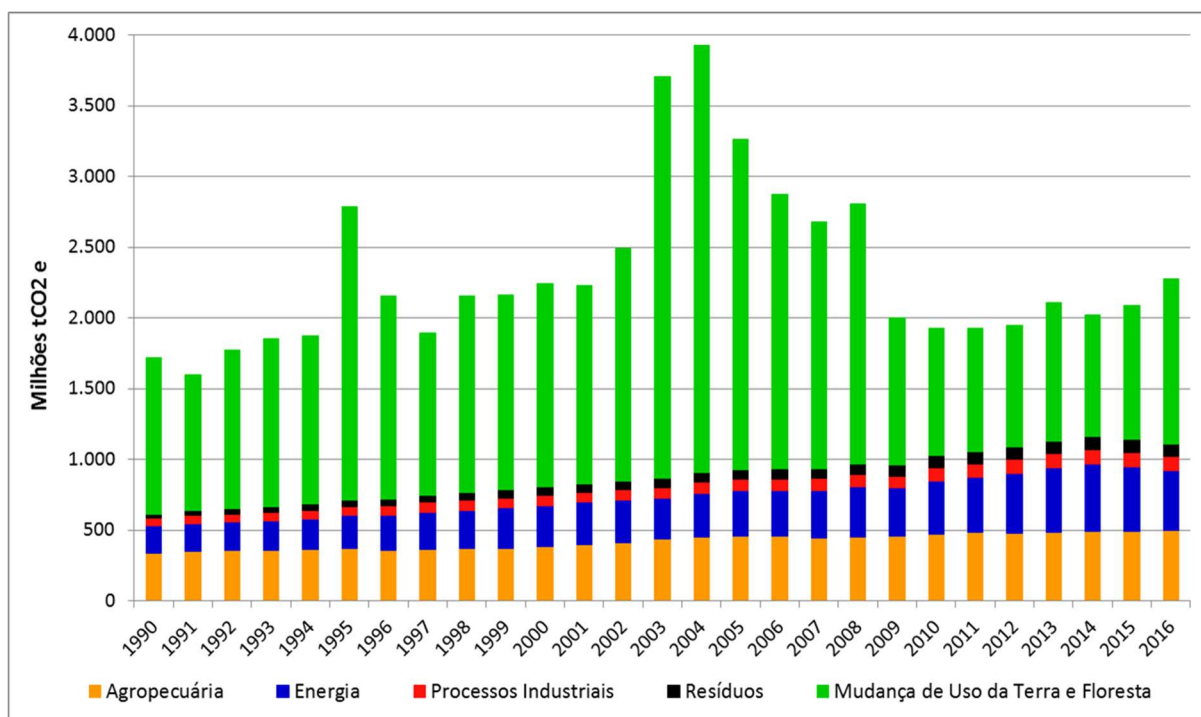
Essas alterações globais têm provocado a necessidade de parceria entre as Nações para diminuir o conjunto de emissões globais e controlar o aquecimento do planeta. Entretanto, essas parcerias não são tão fáceis de serem concretizadas, pois, os interesses econômicos e políticos são controversos (GIDDENS, 2009). Uma das questões colocada em pauta para discussão são que as nações possuem diferentes responsabilidades históricas pelo fenômeno, resultado, entre outras coisas, de um processo de acúmulo de gases de efeito estufa na atmosfera que está em curso desde a revolução industrial e, portanto, relacionado aos volumes das emissões antrópicas passadas de Gases de Efeito Estufa - GEE (GIDDENS, 2009).

O total das emissões globais de gases de efeito estufa (GEE) continua a aumentar, embora a taxa de crescimento tenha diminuído nos últimos anos (UNEP, 2017). O total de emissões de GEE, incluindo as emissões resultantes do uso da terra, a mudança de uso da terra e desmatamento, foram estimadas em cerca de 53,4 GtCO<sub>2</sub>eq/ano em 2016. A maioria das emissões consistem em CO<sub>2</sub> (cerca de 72%), mas a participação combinada das emissões de metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) e os gases fluorados constituem uma parcela significativa nas emissões totais de GEE, ficando em torno de 28% (19%, 6% e 3%, respectivamente) (OLIVIER *et al.*, 2017; UNEP, 2017). Muitas vezes as emissões do uso da terra, a mudança de uso da terra e o desmatamento são contabilizadas separadamente, porque apresentam grande variação interanual e por se originar de fontes diferentes. Sua incerteza em um nível global é da ordem de 30% ou mais, enquanto que para o CO<sub>2</sub> é cerca de ± 10% ou menos (GRASSI *et al.*, 2017; UNEP, 2017).

Desconsiderando as emissões de gases de efeito estufa do desmatamento (incluindo queimadas florestais), do uso da terra e da mudança do uso da terra, ao longo dos últimos dois anos, as emissões mostraram uma desaceleração do crescimento, atingindo 49,3 GtCO<sub>2</sub>eq. em 2016, com aumentos calculados de 1,0%, 0,2% e 0,5%, em 2014, 2015 e 2016, respectivamente. Esse aumento foi o mais lento desde o início dos anos 90, com exceção dos anos de recessão global. O que colaborou provavelmente para esse resultado foi a diminuição do consumo de carvão como combustível e o aumento da geração de energias renováveis, com destaque para a energia eólica e solar (UNEP, 2017).

Em relação ao Brasil (Gráfico 1), as estimativas de emissões de gases de efeito estufa subiram 3,4% em 2015 e 8,9% em 2016. Representa um crescimento acumulado de 12,3% em relação a 2014, que vinha com uma queda de 4% em relação a 2013. A queda acumulada do Produto Interno Bruto – PIB para o mesmo período (2015-2016) foi de 7,4%, o que mostra que o País teve aumento nas emissões sem a contrapartida de crescimento econômico. Foram 2.278 MtCO<sub>2</sub>eq em 2016 e 2.091 MtCO<sub>2</sub>eq em 2015, contra 2.022 MtCO<sub>2</sub>eq de 2014. Esse montante representa 3,4% do total mundial, o que mantém o Brasil como sétimo maior poluidor Global. Essa elevação no ano de 2016 em relação ao ano de 2015 é referente à mudança de uso da terra, 23% e a agropecuária, 1,7%. Os outros setores da economia tiveram queda nas emissões. A redução mais expressiva foi no setor de energia, que ficou em 7,3% puxada pela retração da economia e pelo crescimento da participação das energias renováveis na matriz elétrica (SEEG 5, 2017).

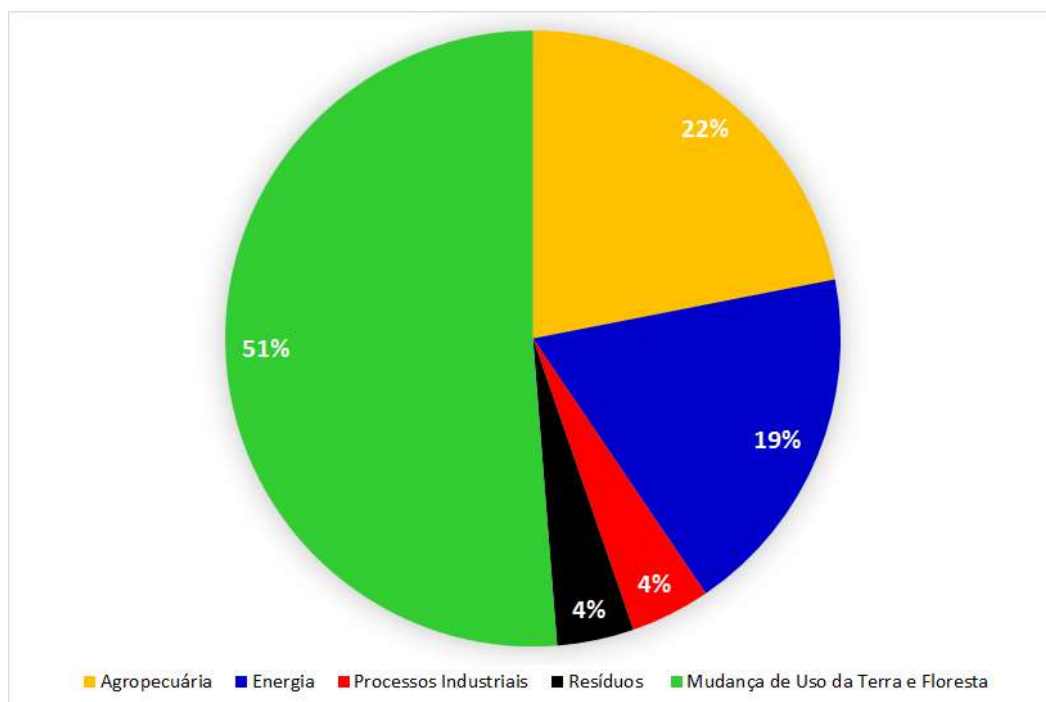
Gráfico 1- Estimativas de Emissões de GEE no Brasil – Milhões tCO<sub>2</sub> eq - GWP-AR5



Fonte: Dados do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa – SEEG - Versão 5, 2017.

A participação da agropecuária e mudança do uso da terra somam 73% das emissões no Brasil, conforme mostra o Gráfico 2. Uma das principais fontes de emissão do setor mudança do uso da terra é o desmatamento, principalmente do bioma Amazônia. O setor de energia representa a segunda maior fonte de emissões brutas de GEE no Brasil, com 19% do total em 2016. Quando consideradas as emissões líquidas, energia já é a principal fonte, com 32% (SEEG; AZEVEDO, 2017).

*Gráfico 2- Participação dos Diferentes Setores nas Emissões em 2016*



Fonte: Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa – SEEG5 - 2017

A partir de 2009, as emissões de energia aumentaram 34%, por causa do aumento da geração termelétrica devido à crise hídrica e a política de preço de combustíveis. Comparando a participação das fontes renováveis na Matriz Energética Brasileira, na década de 1980 superava 50% e em 2014, em meio a crise hídrica, caiu para 39,4%, ficando abaixo de 40%, pela primeira vez, desde que o Ministério de Minas e Energia começou a acompanhar. Já em 2015, a participação de renováveis voltou a crescer e ficou em 41,2%, em parte pela recuperação de alguns reservatórios de hidrelétricas. (SEEG; AZEVEDO, 2017). Os dados utilizados das estimativas de emissão do Brasil são do 3º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases do Efeito Estufa, publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC), em 2016. Foi utilizado para determinação do carbono equivalente, o GWP (Global Warming Potential) do IPCC AR5, que é a métrica utilizada pela Contribuição Nacionalmente Determinada – NDC.



## 2.8. CONTRIBUIÇÃO NACIONALMENTE DETERMINADA – NDC

A 21ª Conferência das Partes (COP-21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) e a 11ª Reunião das Partes no Protocolo de Quioto (MOP-11), adotou por consenso, em 12 de dezembro de 2015, em Paris, um acordo global para combater os efeitos das mudanças climáticas e reduzir as emissões de GEE, chamado de “Acordo de Paris”(ONU, 2015).

O objetivo central do Acordo de Paris é fortalecer a resposta global à ameaça das mudanças climáticas, estabilizando o aumento da temperatura global neste século bem abaixo de 2°C, envidando esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais. Além disso, o acordo visa fortalecer a capacidade dos países para lidar com os impactos das mudanças climáticas. Para que seja implementado, o Acordo exige que todas as Partes apresentem seus melhores esforços por meio das Contribuições Nacionalmente Determinadas – NDC (Nationally Determined Contributions), onde cada país deve propor metas de redução de emissões de GEE (ONU, 2015).

A Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil traz como meta de mitigação a redução de 37% nas emissões até 2025, tendo como ponto de partida as emissões de 2005, e uma possível redução de 43% das emissões até 2030 (NDC BRASIL, 2015).

O Quadro 1 mostra, os valores das emissões em 2005, em Milhões(t)CO<sub>2</sub>eq, pela métrica GWP-IPCC AR5 e a redução resultante da aplicação das metas propostas pelo Brasil na NDC.

Quadro 1- Emissões totais e líquidas do Brasil em 2005 e a aplicação das metas propostas na NDC – Fonte: SEEG5 2017

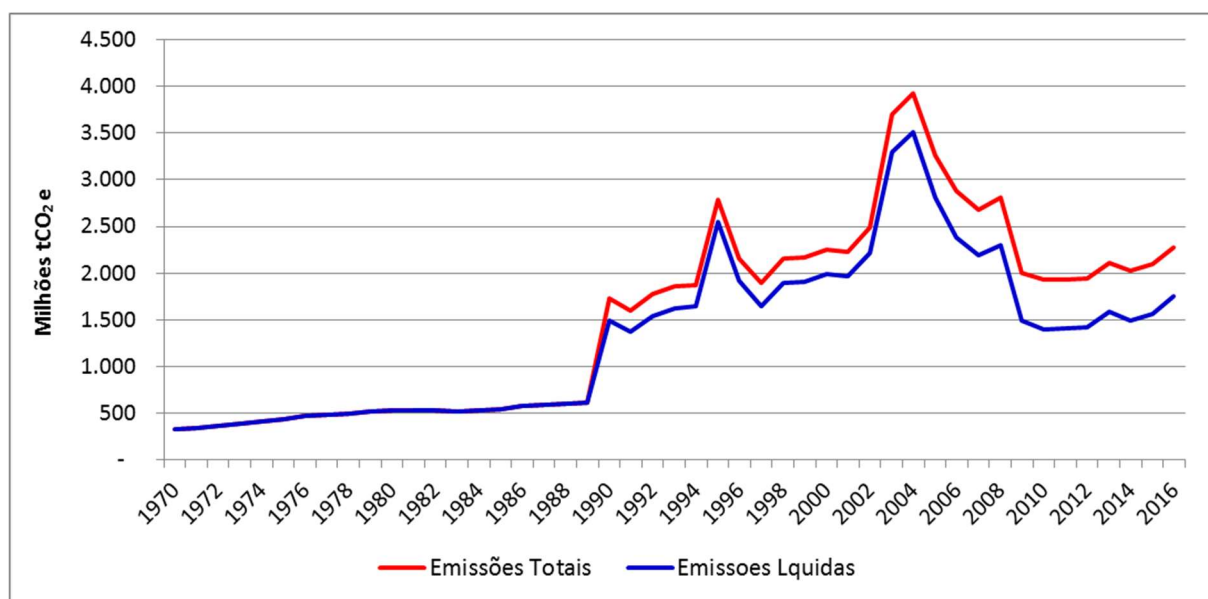
<b>Milhões(t)CO<sub>2</sub>e</b>	<b>2005</b>	<b>37%</b>	<b>43%</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
Emissões Totais	3.262	1.207	1.403	2.055	1.859
Emissões Líquidas	2.815	1.042	1.211	1.774	1.605

O Gráfico 3 mostra, a comparação das estimativas das emissões totais de GEE, em relação às estimativas das emissões líquidas do Brasil no período de 1970 a 2016, onde podemos observar, que as emissões voltam a crescer em 2016 (SEEG 5, 2017).

As emissões totais em 2016 foram de 2.277 MtCO<sub>2eq</sub>, portanto acima da meta da NDC para 2025, considerando as emissões totais de 2005. Se for considerado as emissões líquidas de 1.748 MtCO<sub>2eq</sub> em 2016, já teríamos atingido a meta da NDC para 2025, considerando as emissões líquidas de 2005.

A situação atual das emissões do Brasil coloca o país em situação de alerta, pois se não foram adotadas políticas para reverter as emissões da mudança do uso da terra e floresta (reduzindo por exemplo o desmatamento) e se os outros setores voltarem ao ritmo de emissões elevadas de antes da recessão, em especial o de energia, o país poderá ter dificuldades para cumprir as metas propostas na NDC (FERREIRA *et al.*, 2016; SEEG; AZEVEDO, 2017; SEEG 5, 2017).

*Gráfico 3- Estimativa de Emissões de GEE no Brasil 1990-2016 – Emissões Brutas e Líquidas (MtCO<sub>2eq</sub>)*



Fonte: SEEG – 2017

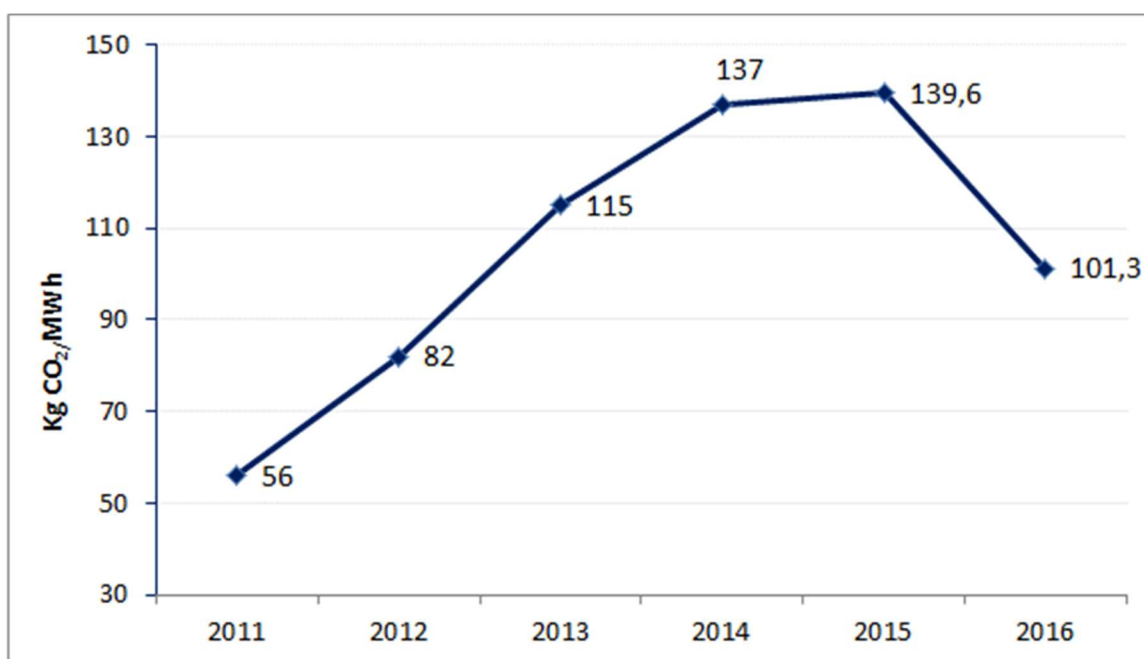
## 2.9. EMISSÕES DO SETOR ELÉTRICO

As emissões oriundas da geração de energia elétrica mais que dobraram entre 2011 e 2014, saltando de 30 milhões para 82 milhões de tCO<sub>2eq</sub>. Já em 2015, houve redução das emissões para 78 milhões de tCO<sub>2eq</sub> decorrentes da queda na demanda

de energia elétrica (1,6%) e aumento da geração de energias renováveis, em especial a eólica (SEEG; AZEVEDO, 2017).

O Gráfico 4, mostra a evolução da emissão do setor elétrico brasileiro, em kgCO<sub>2</sub>, para produzir 1 MWh. Essa intensidade de carbono na geração modifica conforme aumenta ou diminui a participação das usinas térmicas na geração. Observa-se que a intensidade de carbono associada à geração de eletricidade caiu 27% em 2016 em relação a 2015, em razão da redução da participação das usinas termelétricas fósseis, da recuperação parcial dos reservatórios das hidrelétricas, da desaceleração da economia e do crescimento da participação das fontes renováveis não hídricas, principalmente eólicas e biomassa (ANEEL-BEN, 2017b). Entretanto, essa intensidade de carbono por MWh pode voltar a crescer, conforme o País se recupere e o crescimento econômico volte. Por isso, é importante ver como a demanda e a geração de energia elétrica se comportam.

Gráfico 4 - Intensidade de Carbono na geração Elétrica Brasileira - Kg CO<sub>2</sub>/MWh



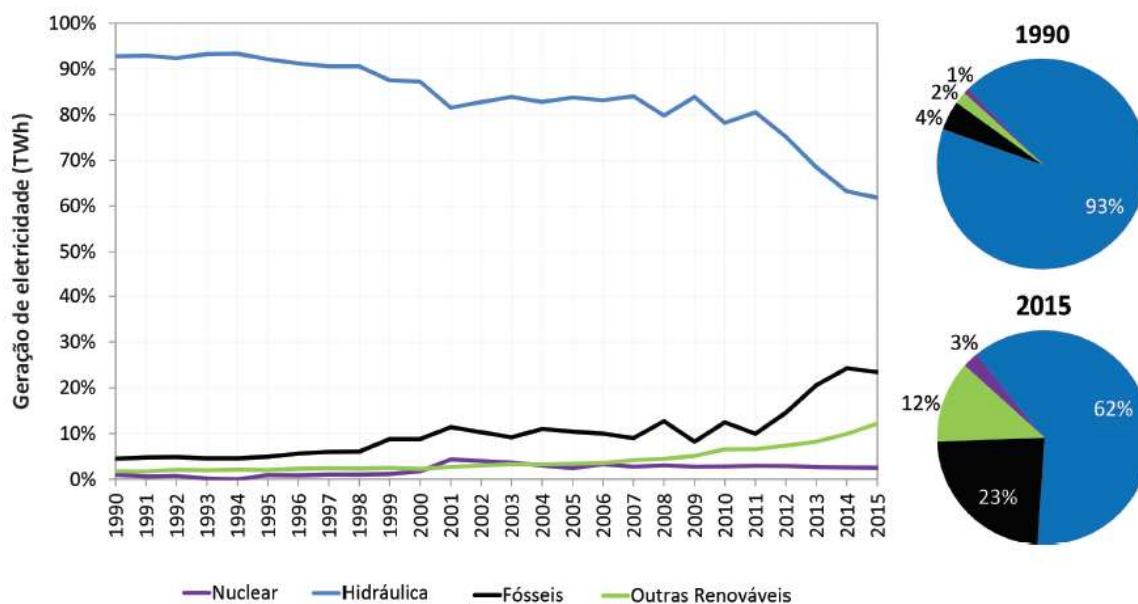
Fonte: BEN 2017, 2016, 2015, 2014, 2013 e 2012

A demanda por energia elétrica no Brasil cresceu progressivamente até 2014 (FERREIRA *et al.*, 2016). Em 2015, devido à desaceleração da atividade econômica, ocorreu uma redução de 1,6% e, em 2016, a demanda se manteve estável, apesar de apresentar uma pequena redução de 0,9% (EPE-BEN, 2017). Em dezembro de 2017, o Boletim técnico de previsão de carga para 2018-2022, informou que o consumo no SIN,

no período de janeiro a outubro de 2017, teve um crescimento de 0,6% em relação ao mesmo período de 2016, o que mostra que a econômica do país começa a entrar em recuperação. Até 2022, o ONS prevê que o consumo no SIN deverá crescer à taxa de 3,8% anuais. Entre os setores que deverá puxar esse crescimento está o consumo industrial, influenciado pela retomada gradual de setores intensivos como o setor produtor de alumínio e as classes residencial e comercial, onde a previsão é taxa de crescimento em até 4,0% (ONS; EPE; CCEE, 2017).

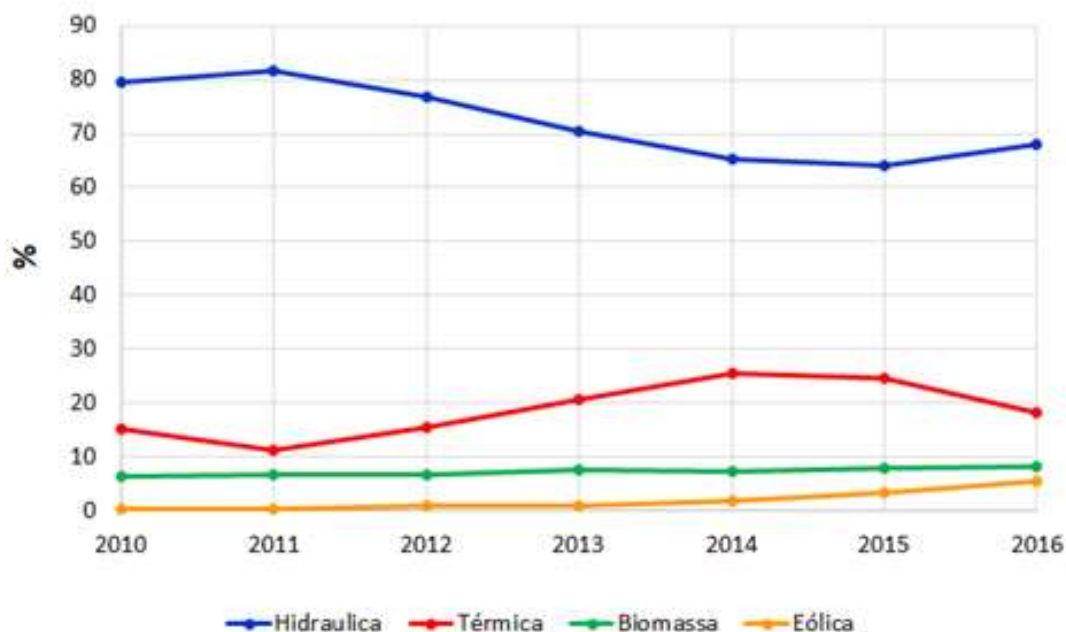
A principal fonte de emissão de GEE no setor elétrico são as usinas termelétricas (SEEG 5, 2017). Assim, é interessante observar no gráfico 5, o aumento da geração de energia (TWh) em termelétricas e a queda da geração de energia em hidrelétricas, entre os anos de 1990 a 2015. A geração de energia elétrica em termelétrica por combustíveis fósseis, desde o ano 2000, período em que o Brasil enfrentou conturbações resultando nos apagões em 2001, aumentou sua participação de 8,8% para 23,4% em 2015. Quanto a progressão dessa participação, nota-se que a partir do ano de 2011 começa a se intensificar, período anterior à crise dos reservatórios das hidrelétricas em 2013. Entre 2012 e 2015, esse tipo de geração de eletricidade passou de 80,6 TWh para 136,3 TWh, um crescimento de 69,1% (FERREIRA *et al.*, 2016; SEEG; AZEVEDO, 2017). O Gráfico 6 mostra a evolução da participação por fonte específicas de geração.

Gráfico 5- Evolução da participação das fontes primárias na geração de energia elétrica (1990-2015)



Fonte e confecção do gráfico – SEEG, 2017

Gráfico 6- Evolução da participação por fonte de geração - hidráulica, térmica, biomassa e eólica - de 2010 a 2016



## 2.10. MODELOS CLIMÁTICOS

Os modelos climáticos são as principais ferramentas para fazer projeções do clima futuro. Por meio de cálculos matemáticos, eles procuram representar o sistema climático e suas interações com elementos externos, como o sol e outras fontes.

Entretanto, segundo DESSAI *et al.* (2009), a exatidão das previsões climáticas é limitada por incertezas fundamentais e irreduzíveis. A incerteza significa que mais de um resultado é consistente com as expectativas. Para a previsão do clima, as incertezas podem surgir:

1. de limitações no conhecimento como, por exemplo, de constituição física da nuvem;
2. da aleatoriedade devido, entre outras coisas, à natureza caótica do sistema climático; e
3. da intencionalidade, pois as decisões tomadas pelas pessoas podem ter efeitos significativos sobre o futuro do clima e sobre a vulnerabilidade futura, como por exemplo, emissões de gases de efeito estufa, população, crescimento econômico, desenvolvimento, entre outros.

Algumas dessas incertezas podem ser quantificadas, mas muitas simplesmente não podem, o que significa que existe algum nível de ignorância irreduzível em nossos entendimentos sobre o clima futuro (DESSAI *et al.*, 2009).

A incerteza associada com os modelos de impacto (por exemplo, em modelos hidrológicos, que surgem da escolha do período de calibração do modelo, da estrutura, e dos conjuntos de parâmetros não serem únicos do modelo) podem ser substanciais e comparáveis com a magnitude das incertezas das emissões de gases de efeito estufa (WILBY, 2005).

Os recentes aumentos no poder computacional permitiram a quantificação parcial da incerteza dos modelos em projeções climáticas usando técnicas como teorias de perturbação da física (STAINFORTH *et al.*, 2005), conjuntos de multi-modelos (TEBALDI; KNUTTI, 2007), emuladores estatísticos (ROUGIER; SEXTON, 2007) e outras técnicas. Isso mudou parcialmente a ciência de projeções climáticas deterministas para projeções climáticas probabilísticas. Entretanto, a interpretação das projeções climáticas probabilísticas é muito contestada em razão de a maior parte dessas projeções serem feitas com modelos climático globais de baixa resolução, por exemplo (STAINFORTH *et al.*, 2007).

Nesses modelos climáticos globais (Global Climate Models – GCM), o planeta é dividido em uma grade com células, numa resolução entre 100 a 300 km, que abrangem a superfície da Terra, a atmosfera e os oceanos e, verticalmente em camadas que abrangem entre 19 a 38 níveis na atmosfera e de 20 a 40 níveis nos oceanos. Os cálculos são feitos com base em leis da física que descrevem o movimento do ar, mudanças na pressão atmosférica, temperatura, formação de chuva e em dados oriundos de observações (BETTS *et al.*, 2011; SAE, 2015).

Para observar como as mudanças climáticas ocorrem em escala mais detalhada e como os diferentes níveis de concentrações de gases de efeito estufa podem afetá-la, em nível de país, por exemplo, é necessário aumentar a resolução espacial dos modelos globais na área de interesse, usando técnicas de *downscaling* (SAE, 2015). Uma dessas técnicas é a modelagem aninhada ou dinâmica, na qual um modelo climático regional (Regional Climate Model – RCM) fica aninhado em um modelo climático global - GCM. Os resultados do GCM são usados como condições iniciais e de contorno para o RCM (BETTS *et al.*, 2011).

A questão é que os resultados dos impactos dessas modelagens são altamente condicionados às premissas feitas na avaliação, por exemplo em relação a ponderações do modelo global (de acordo com alguns critérios, como o desempenho em relação a observações passadas) ou a combinação de GCMs utilizados (DESSAI *et al.*, 2009). Assim, erros dos modelos globais podem se propagar nas modelagens regionais. Outra questão diz respeito ao fato de que modelos construídos com diferentes configurações de grade ou parâmetros de entrada produzem diferentes resultados, assim como, fazer modificações na representação dos processos de um único modelo podem criar diferentes cenários climáticos no futuro (BETTS *et al.*, 2011).

Existe também o problema da Equifinalidade, que muitas estruturas de modelos diferentes e muitos conjuntos de parâmetros diferentes de um modelo, podem produzir comportamento observado semelhante do sistema em estudo. Equifinalidade significa um princípio organizacional segundo o qual um sistema pode atingir um estado final igual com a origem em condições iniciais distintas e por meio de diversas formas e meios de desenvolvimento (DESSAI *et al.*, 2009).

A questão dos questionamentos em relação às incertezas que acompanham as modelagens climáticas, a busca por maior exatidão e precisão, para segurança nas análises e tomadas de decisão para adaptação, precisam ser melhor compreendidas e olhadas por outro prisma.

É importante reconhecer que, ao considerar a adaptação, o clima é apenas um dos muitos processos que influenciam os resultados, às vezes importantes em determinados contextos de decisão, outras vezes não. Muitos outros processos (por exemplo, globalização, prioridades econômicas, regulação, preferências culturais, etc.) não são considerados suscetíveis de previsão, o que traz a discussão de por que o clima deve ser tratado de forma diferente, ou porque a precisão em um elemento de um sistema complexo e dinâmico seria benéfica, dado que outros elementos importantes são fundamentalmente imprevisíveis. Uma resposta, segundo DESSAI *et al.* (2009), é que nos dias atuais a sociedade coloca uma forte ênfase na elaboração de políticas baseadas em ciências e evidências, o que levou a modelagem científica preditiva, a ser elevada acima de outras bases de evidências porque pode ser medido. Essa questão, implica na crença de que previsões climáticas regionais mais exatas (redução da incerteza) e mais precisas (com maior resolução) ajudarão a resolver o desafio da adaptação, fornecendo uma descrição mais fiel do futuro. Essa crença de quanto mais detalhe o modelo

apresenta, mais exatidão terá, pode levar a um falso reducionismo, no sentido de que nenhuma quantidade de detalhes pode fornecer validação, apenas a ilusão de realismo. Parece existir uma confusão sobre a relação entre exatidão e precisão. Maior precisão, na forma de uma resolução espacial (por exemplo, 25 km de grades) e temporal (por exemplo, estimativas sub-diárias), muitas vezes é equiparada a um maior realismo, isto é, maior exatidão. Entretanto, alta precisão pode ter baixa exatidão e alta exatidão pode ter baixa precisão.

Importante entender o conceito de exatidão e precisão. Em metrologia os termos “exatidão” e “precisão” são considerados como características do processo de medição. A exatidão está associada à proximidade do valor verdadeiro e a precisão está associada à dispersão dos valores resultantes de uma série de medidas. Assim, foi observado exatidão e precisão no contexto da resolução espacial e temporal, mas, à medida que as projeções climáticas se movem para o domínio probabilístico, há trade-offs interessantes entre exatidão e precisão. A Figura 6, mostra duas funções de densidade de probabilidade, onde a função de densidade de probabilidade de cor vermelha é menos precisa do que a função de probabilidade de cor preta, mas a função de densidade de probabilidade de cor vermelha é mais exata do que a função de densidade de probabilidade de cor preta. Neste caso, a precisão pode ser caracterizada como o desvio padrão das medições. Quanto maior o desvio padrão, menor será a precisão. A exatidão diz respeito à diferença entre o valor real e a função de densidade de probabilidade em questão. Quanto maior a diferença, menor será a exatidão. Funções de densidade de probabilidade extremamente amplas têm baixa precisão, mas podem ser exatas; elas também podem dificultar a tomada de decisões (pelo menos, sob um paradigma de otimização). Por outro lado, as funções de densidade de probabilidade mais estreitas, com alta precisão, pode levar a resultados inexatos e, portanto, à inadaptação - falsos negativos e falsos positivos (DESSAI *et al.* 2009). Na Figura 7 também mostra graficamente a diferença entre exatidão e precisão.



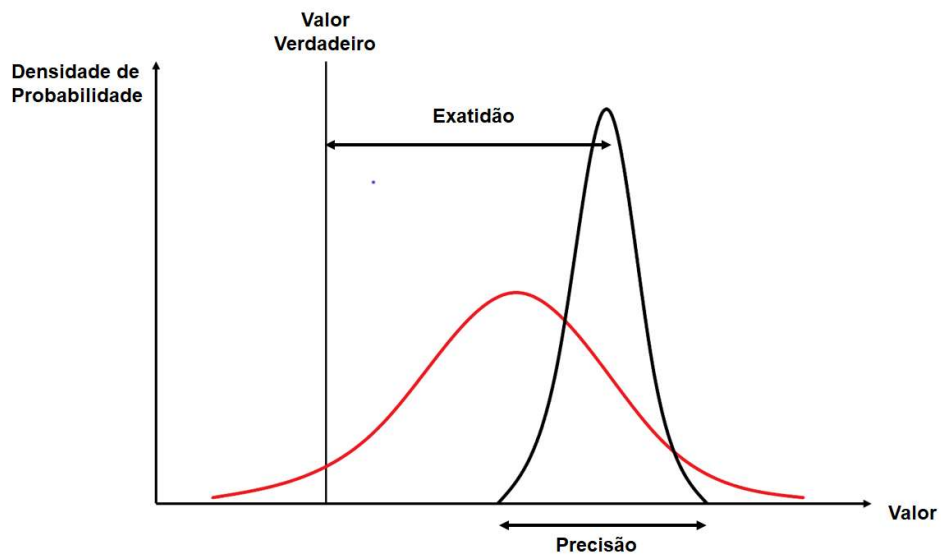


Figura 6 - Exatidão e precisão para duas funções de densidade de probabilidade - adaptado (DESSAI et al., 2009).

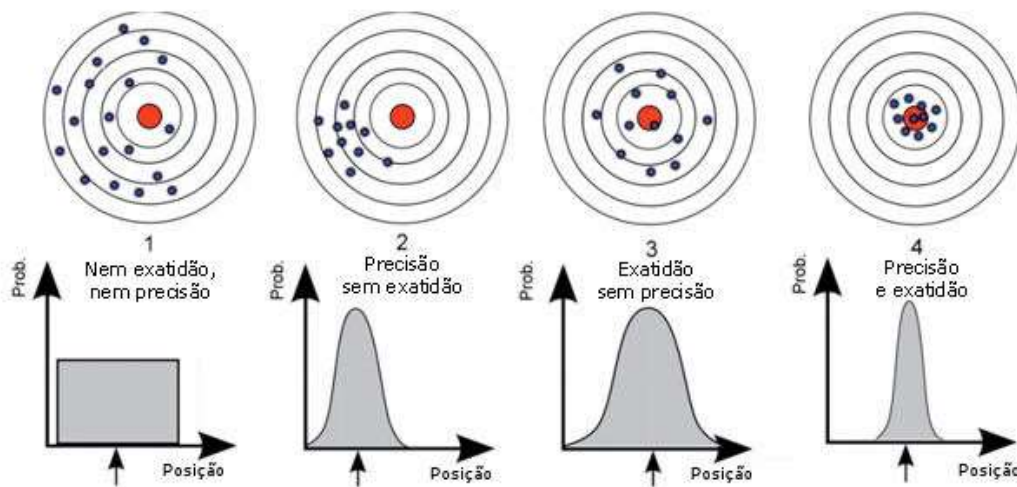


Figura 7- Diferença entre Exatidão e Precisão (NDIG, 2014).

Outro aspecto, é que essa busca por precisão e exatidão pode fazer que a maior contribuição das previsões climáticas se perca. Para RAVETZ (2003), os modelos complexos de sistemas abertos são melhores vistos como ferramentas heurísticas, que ajudam a compreender o que podemos observar, medir ou estimar, em vez de "máquinas de verdade" que determinam o nosso futuro. DESSAI et al. (2009) e STAINFORTH et al. (2007) argumentam que afirmações sobre o clima futuro se referem a um estado nunca

antes experimentado do sistema; portanto, é impossível calibrar o modelo para o regime de previsão de interesse ou confirmar a utilidade do processo de previsão.

Nos próximos tópicos são descritos os modelos usados nesse estudo.

### **2.10.1. MODELO ETA**

O modelo Eta foi desenvolvido na Universidade de Belgrado em parceria com o Instituto de Hidrometeorologia da Iugoslávia, sendo colocado em operação no National Centers for Environmental Prediction – NCEP em 1993 (MESINGER *et al.*, 2012). O modelo Eta começou a ser usado no CPTEC-INPE em 1996, sendo utilizado até hoje, para previsão do tempo e clima (CHOU *et al.* 2005).

O modelo foi adaptado para ser utilizado como um modelo climático gerando previsões sazonais desde 2002, e posteriormente para estudos de mudanças climáticas, que incluem a vegetação dinâmica do uso da terra, acoplamento com modelo oceânico, substituição do esquema de radiação. Em suma, o modelo está em constante desenvolvimento. Exemplos de desenvolvimentos que podem ampliar a capacidade do modelo em realizar estudos mais detalhados das mudanças climáticas, principalmente na América do Sul, temos o de CAMPOS (2015), que trata a relação da radiação atmosférica, e o de DOMINGUES (2015), que trata da inclusão da descrição mais aprimorada da superfície.

Outras questões importantes a ressaltar nas características do modelo são: a dinâmica do modelo que é desenvolvida na coordenada vertical Eta, considerada a melhor forma para operar em regiões de orografia íngremes como a cordilheira dos Andes na América do Sul e América Central; a atualização da concentração de CO<sub>2</sub> equivalente a cada 3 anos; a cobertura vegetal varia mensalmente, mantendo o mesmo tipo de vegetação durante o período de integração; não tem dinâmica oceânica; a temperatura da superfície do mar é retirada da saída de cada modelo global e é atualizada diariamente no modelo regional Eta; a umidade inicial do solo e a temperatura do solo provêm dos respectivos GCM; os limites laterais são atualizados com variáveis de estado do modelo global em cada intervalo de 6 horas e; resolução do modelo regional é de aproximadamente 20 km na horizontal e 38 camadas na vertical (CHOU *et al.*, 2014).

## 2.10.2. MODELO HADGEM2-ES

O HadGEM2 é um modelo climático global da categoria do sistema terrestre desenvolvido pelo o *Met Office Hadley Center*, do Centro de estudos sobre mudanças climáticas no Reino Unido-UK. No desenvolvimento do modelo, o *Met Office Hadley Center* adotou uma abordagem flexível para modelagem climática baseada em "família" modelo, em que são definidos um conjunto de modelos voltados para abordar diferentes aspectos do problema de projeção climática. Todos esses modelos são configurações do sistema de modelagem climática e meteorologia do *Met Office Metum*.

Os membros dessa família modelo podem diferir de várias maneiras: resolução; extensão vertical; região, por exemplo, área limitada ou global e; complexidade, como a atmosfera única, atmosfera acoplada-oceano, inclusão de feedbacks do sistema terrestre (MARTIN *et al.*, 2011).

A configuração da família de modelos HadGEM2 inclui componentes de atmosfera, oceano e gelo marinho, com e sem extensão vertical no modelo de atmosfera, para incluir uma estratosfera bem resolvida e componentes do Sistema Terrestre, incluindo o ciclo do carbono terrestre e oceânico e a química atmosférica. O modelo físico HadGEM2 inclui melhorias projetadas para lidar com erros sistemáticos específicos encontrados na configuração climática anterior, HadGEM1, ou seja, viés de temperatura continental do Hemisfério Norte e tendências da temperatura da superfície do mar tropical e baixa variabilidade. A segmentação dessas tendências foi crucial para que a configuração do Sistema Terra pudesse representar importantes feedbacks biogeoquímicos climáticos (MARTIN *et al.*, 2011).

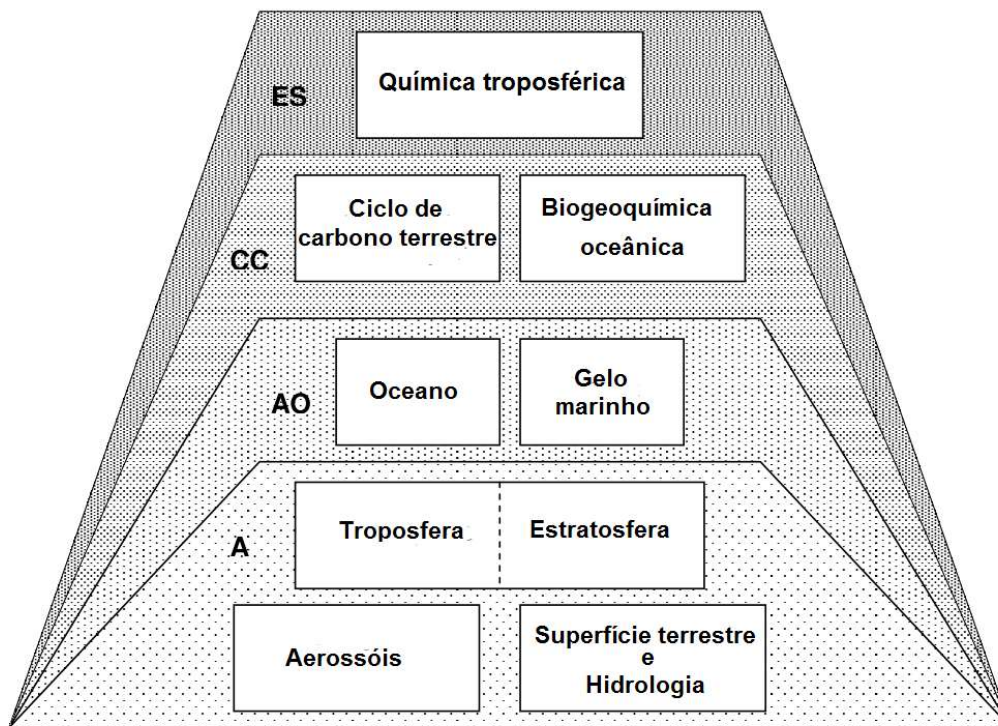


Figura 8 - Processos incluídos na família do modelo HadGEM2 - adaptado (MARTIN *et al.*, 2011)

A família de modelos HadGEM2 compreende configurações que combinam componentes do modelo, facilitando a representação de processos diferentes, dentro do sistema climático.

Na Figura 8, podemos observar, de forma didática, a estrutura do HadGEM2-ES. Os trapézios sombreados mostram os estágios pelos quais a configuração completa do sistema terrestre pode ser construída. Começa com a configuração da atmosfera (A), com ou sem uma estratosfera bem resolvida (S), a adição dos componentes oceanos e gelo marinho constituem a configuração acoplada oceano-atmosfera (AO). Os processos do ciclo do carbono podem ser adicionado para formar a configuração acoplada do Ciclo de Carbono (CC) e, finalmente, a adição de química troposférica resulta na configuração completa do Sistema Terra (ES) (MARTIN *et al.*, 2011).

O modelo HadGEM2-ES é utilizado pelo *Met Office Hadley Centre* para as simulações do *Coupled Model Intercomparison Project Phase 5 - CMIP5*. Apresenta a componente atmosférico com 38 níveis na vertical, estendendo-se até a estratosfera superior, aproximadamente 40 KM. Possui uma resolução horizontal 1,875° de longitude por 1,25° de latitude, formando uma grade de 192 por 145 pontos, equivalente a uma resolução da superfície por volta de 208 KM x 139 Km no Equador e reduzindo de forma

gradual a 120KM x 139 KM até 55° de latitude (MARTIN et al., 2011). O modelo oceânico se apresenta com uma resolução de 1° na horizontal, aumentando para 0,33° no equador, com 40 níveis na vertical (COLLINS et al., 2008; MARTIN et al., 2011).

Outra característica é que o HadGEM2-ES, por trabalhar com períodos grandes nas simulações, possui seu calendário configurado para que os meses sejam todos de 30 dias, totalizando o ano de 360 dias.

Os resultados da verificação do desempenho do HadGEM2-ES, implantado no INPE, mostrou que o modelo consegue simular de forma satisfatória o clima da América do Sul, apesar de apresentar uma tendência em subestimar a temperatura na superfície, reproduziu bem os padrões de precipitação (COUTINHO et al., 2011).

### **2.10.3. MODELO MIROC5**

O Modelo de Pesquisa Interdisciplinar sobre o Clima – MIROC (*Model for Interdisciplinary Research on Climate – MIROC*) foi desenvolvido conjuntamente pelas seguintes instituições: o Centro de Pesquisa do Sistema Climático – CCSR (*Center for Climate System Research -CCSR*), Universidade de Tóquio; o Instituto Nacional de Estudos Ambientais – NIES (*National Institute for Environmental Studies*) e ; a Agência Japonesa para Tecnologia e Ciência da Terra e Oceânica (*Japan Agency for Marine-Earth Science and Technology*). O MIROC5 é a nova versão que foi utilizada no Relatório de Avaliação da Quinta Conferência Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC-AR5).

O MIROC5 é composto por: um modelo atmosférico de circulação geral da atmosfera, desenvolvido por um conjunto de instituições japonesas, o *CCSR-NIES-Frontier Research Center for Global Change (FRCGC)*; por um modelo oceânico que é o *CCSR Ocean Component Model*, que inclui um modelo de gelo oceânico global; e por um modelo de superfície que inclui um módulo acoplado de rios.

O modelo foi desenvolvido com base no MIROC3.2, mas grande parte dos esquemas foram substituídos. Os núcleos dinâmicos do modelo atmosférico e os esquemas de parametrização de radiação, convecção cumulus, turbulência e aerossóis foram modificados. O modelo geral de circulação oceânica utilizado foi o *CCSR Ocean Component Model (COCO)* versão 4.5, sendo a principal atualização, as mudanças nas coordenadas do sistema.

O componente gelo marinho, a concentração de gelo do mar, a espessura do gelo, a espessura da neve e a energia do derretimento do gelo passaram a serem previstas para várias categorias em uma célula de grade. Para o componente terrestre é usado a versão atualizada do modelo de superfície terrestre denominado Tratamentos avançados mínimos de interação superficial e escoamento (TAKATA; EMORI; WATANABE, 2003), que prevê a temperatura e a água em seis camadas do solo até uma profundidade de 14 m, uma camada de dossel, e três camadas de neve. O módulo de rios também foi atualizado para uma resolução T85 (*Common Model Spectral Resolutions - T85 - lat x lon: 128x256*) (WATANABE *et al.*, 2010). Em resumo, o MIROC5 tem uma resolução de cerca de 150km na horizontal e 40 níveis na vertical (CHOU *et al.*, 2014)

## 2.11. MODELO HIDROLÓGICO MHD-INPE

O Modelo Hidrológico Distribuído do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - MHD-INPE (RODRIGUEZ, 2011; RODRIGUEZ; TOMASELLA, 2016), é um modelo determinístico e distribuído que foi desenvolvido a partir do MGB-IPH – Modelo de grandes Bacias do Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio grande do Sul -UFRGS (COLLISCHONN *et al.*, 2007) alterando as rotinas de estimativas de evaporação, interceptação e de separação de fluxos.

O modelo usa uma distribuição espacial de grades (células) onde em cada unidade são simulados os processos hidrológicos, sendo o escoamento propagado por uma rede de drenagem. Essa divisão de grade de células regulares facilita o intercâmbio de informações com modelos atmosféricos em estudos de mudanças climáticas. Em cada célula podem ser considerados diversos tipos de Unidades de Resposta Hidrológicas (URHs), decorrentes da combinação de características locais, como uso e cobertura do solo, tipos de solo e vegetação, por exemplo. O modelo resolve o balanço de água para cada URH e calcula o fluxo médio ponderado da área cada célula (NEGRÃO *et al.*, 2016).

A Estimativa da evapotranspiração utiliza o método proposto por Penman-Monteith (MONTEITH, 1965) e é separada em evaporação da interceptação do dossel, conforme estimado com o modelo proposto por Gash (GASH, 1995), transpiração da água absorvida por raízes de plantas de acordo com o modelo de Jarvis (JARVIS, 1989) e a evaporação do solo. Os processos de geração de escoamento são representados por uma combinação da abordagem do Modelo Xinanjiang (ZHAO, 1992) e da formulação Topmodel (BEVEN *et al.*, 1979), conforme representado na Figura 9 (A). A Figura 9 (B) mostra que as sub-bacias são divididas em células regulares ligadas entre si por canais que representam a rede de drenagem. Em resumo, a Figura 9 mostra a estrutura do MHD-INPE, que é composta por quatro módulos, são eles:

- Balanço de água no solo;
- evapotranspiração;
- escoamentos superficial, sub-superficial e subterrâneo;
- escoamento na rede de drenagem.

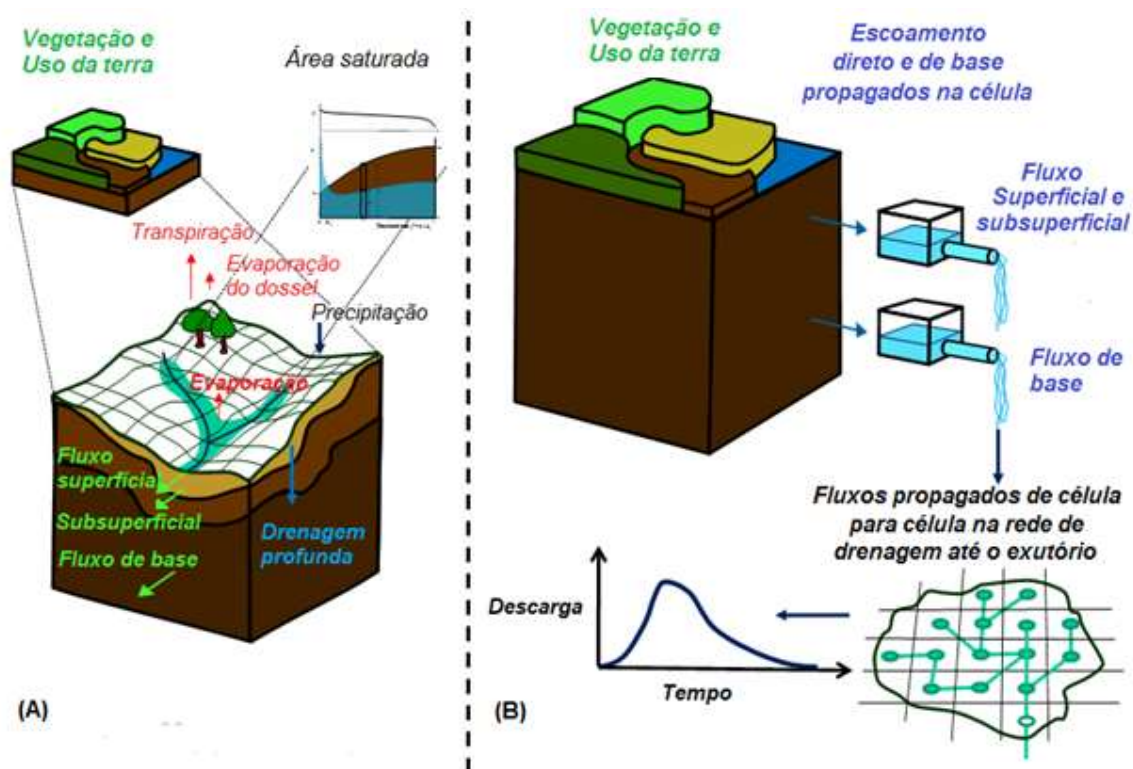


Figura 9- Representação das etapas de separação de escoamento (A) e do fluxo propagado na rede de drenagem (B) no MHD-INPE (adaptado) – Fonte: Manual de Implementação do MHD-INPE

O modelo usa dados meteorológicos de temperatura do ar, temperatura do ponto de orvalho, velocidade do vento, pressão atmosférica, radiação recebida e precipitação como dados de entrada. As simulações do modelo são realizadas em um período de tempo diário. O Modelo utiliza o método de calibração automática Shuffled Complex Evolution Algorithm (SCE-UA) (DUAN; SOROOSHIAN; GUPTA, 1994) aplicando duas funções objetivas, Nash-Sutcliffe (NSE) e o logaritmo Nash-Sutcliffe (NashLog), através do qual os valores dos parâmetros são ajustados para que os resultados das vazões assemelhem-se com os observados. O coeficiente de eficiência de Nash-Sutcliffe é uma forma de medir o quanto o modelo proposto é melhor do que um modelo alternativo, que no caso particular deste coeficiente, é a média de longo termo. A eficiência do coeficiente de Nash-Sutcliffe (NSE) pode variar de  $-\infty$  a 1, sendo  $NSE = 1$  uma combinação perfeita de descarga modelada aos dados observados. Os valores entre 0,0 e 1,0 são vistos como níveis aceitáveis de desempenho, pois indica que as previsões do modelo são mais precisas que a média dos dados observados, enquanto que os valores menores que zero indica que a média observada é um melhor preditor do que o modelo. Assim, quanto mais próximo de 1, mais preciso é o modelo hidrológico (NASH; SUTCLIFFE,



1970). Maiores detalhes sobre o modelo hidrológico MHD-INPE podem ser encontrados em RODRIGUEZ (2011) e SIQUEIRA JÚNIOR et al. (2015).

O MHD-INPE já foi aplicado em grandes bacias amazônicas para estudos de mudança de clima e uso da terra, onde o desempenho do modelo para simular condições históricas observadas foi satisfatório (MOHOR *et al.*, 2015; RODRIGUEZ, 2011; SIQUEIRA JÚNIOR *et al.*, 2015).

### 2.11.1. ESQUEMA DO PROCESSO DE MODELAGEM

O esquema da Figura 10 apresenta a implementação e o processo de calibração do MHD-INPE e o esquema da Figura 11 o processo para projeção da disponibilidade hídrica sob o impacto das mudanças climáticas.

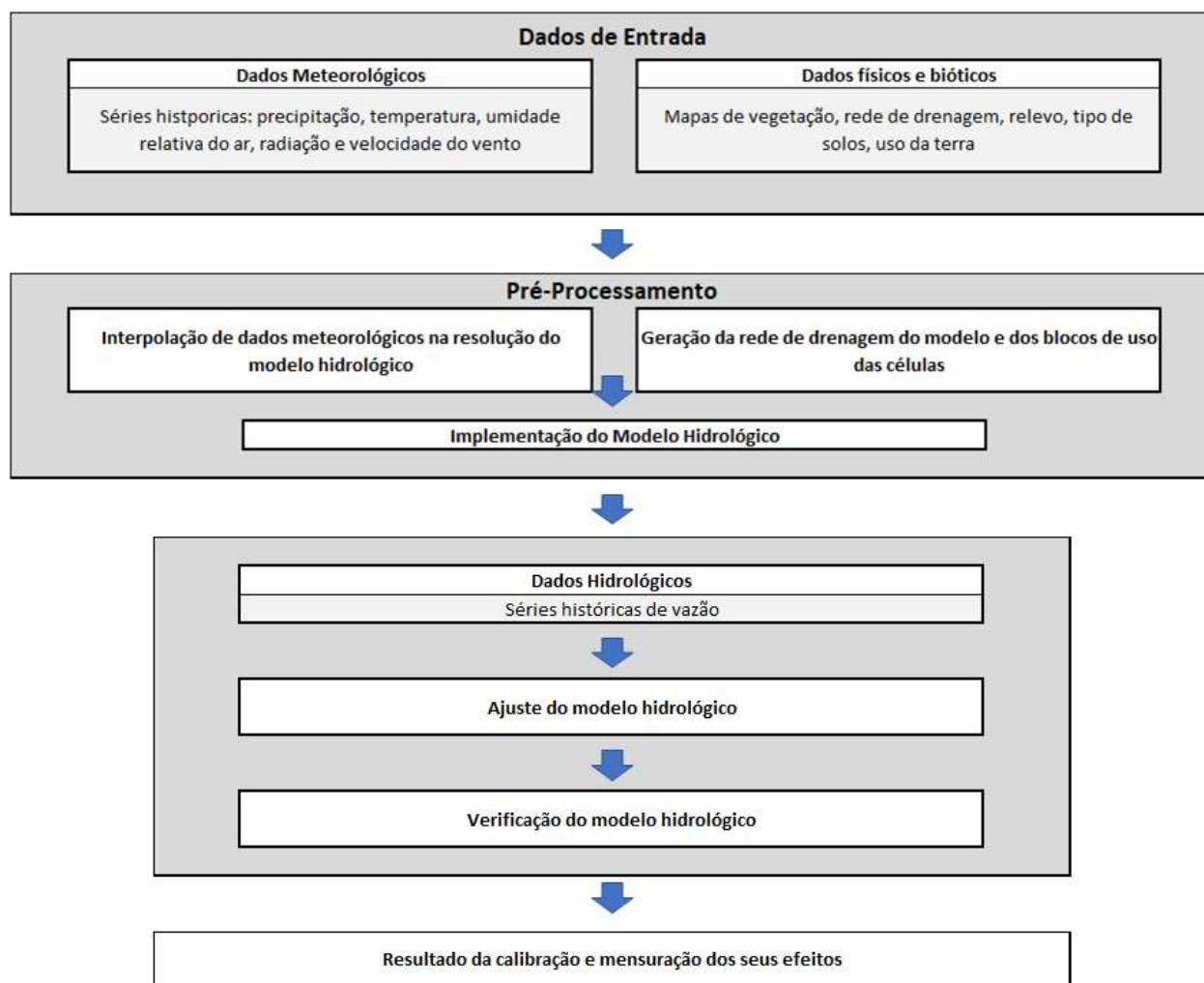
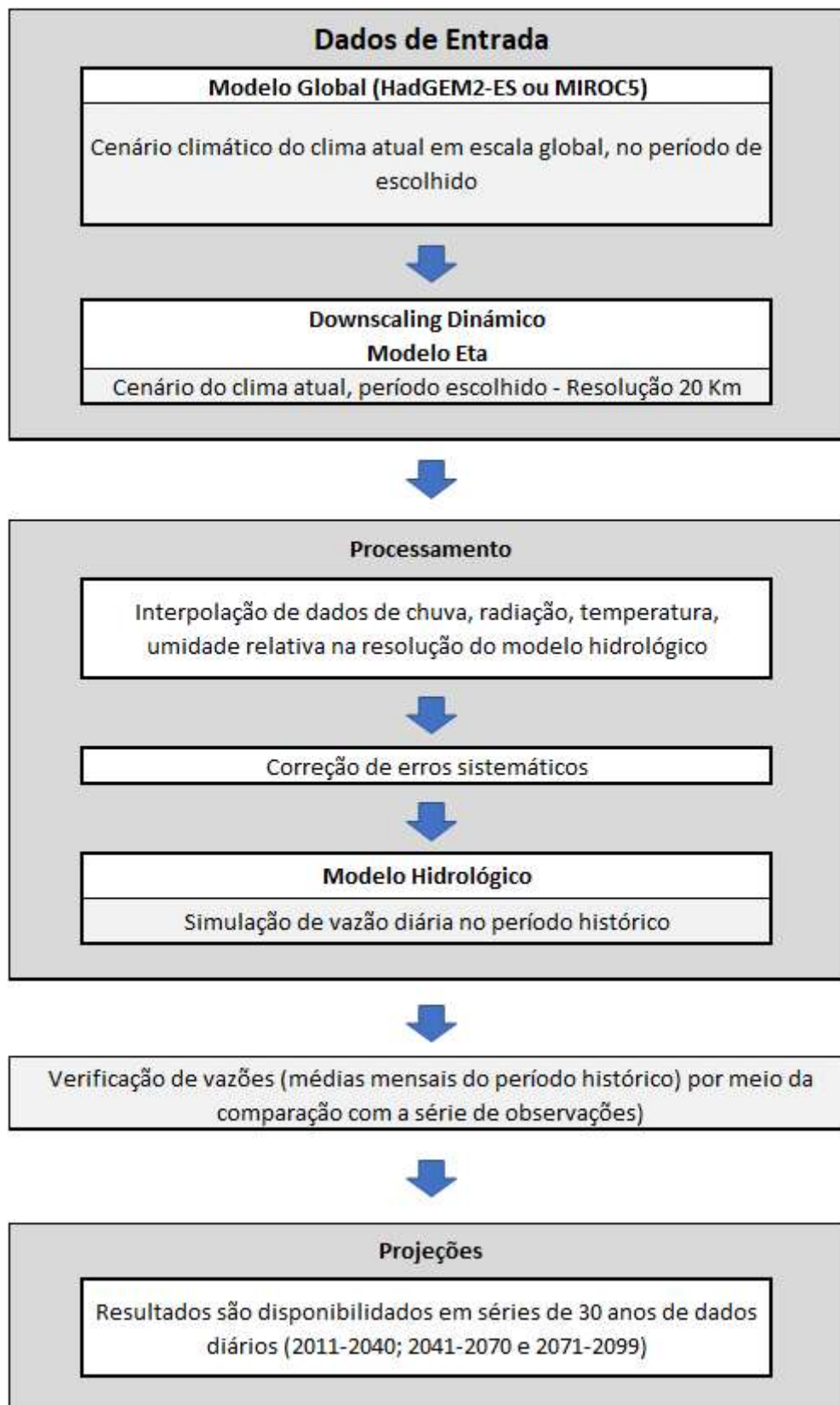


Figura 10 - Implementação e calibração do Modelo Hidrológico – MHD-INPE



*Figura 11- Processo de Projeção da disponibilidade hídrica sob os impactos das mudanças climáticas*

## 2.12. CENÁRIOS DE EMISSÕES

Com a revolução industrial, novas formas de organização e tecnologias surgiram, o que propiciou maior crescimento populacional e econômico e, conseqüentemente, aumento de emissões de gases de efeito estufa (GEE). Com esse aumento de emissões, as concentrações atmosféricas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) intensificaram o efeito estufa natural causando aquecimento do planeta e provocando impactos sobre os sistemas natural e humano. Assim, torna-se importante o conhecimento das tendências futuras para que seja possível planejamento de políticas de mitigação dos efeitos em cursos e adaptação as possíveis mudanças.

O desenvolvimento de cenários de emissões futuras dos GEE é complexo e possui incertezas inerentes, pois dependem de escolhas que possam vir a serem feitas pela humanidade e do estado de arte atual de conhecimento sobre fenômenos e processos que tem lugar no Sistema Terrestre. As construções de cenários podem ajudar a identificar e organizar as percepções e as possibilidades de tomada de decisão futura, uma vez que o planejamento de cenários podem ser vistos como um método para imaginar futuros possíveis (SCHOEMAKER, 1995). Para KAHN e WIENER (1968), cenários são sequencias de eventos construídos (descrições narrativas do futuro), com o objetivo de concentrar a atenção no processo casual e nos pontos de decisão. Os cenários de emissões representam os diversos caminhos para o futuro que pode ter o desenvolvimento humano. As principais forças motrizes para a construção desses cenários futuros de GEE são o crescimento demográfico, desenvolvimento econômico e social e tecnologia, além das decisões políticas. São essas escolhas que definem as forças climáticas para o futuro.

No quinto relatório de avaliação do IPCC – AR5, foram desenvolvidos cenários climáticos e socioeconômicos representativos de tendência, conhecidos como os Representative Concentration Pathways – RCPs, que descrevem os diferentes caminhos de emissões de GEE e concentrações atmosféricas, emissões de poluentes do ar e uso do solo (IPCC, 2014a).

Os RCPs são identificados pela sua força radiativa expressas em watt por metro quadrado - W/m<sup>2</sup>, a ser atingida no século XXI, onde RCP 2.6 corresponde a 2.6 W/m<sup>2</sup> (baixas emissões), RCP 4.5 a 4.5 W/m<sup>2</sup> (emissões intermediárias - baixas), RCP 6.0 referente a 6.0 W/m<sup>2</sup> (emissões intermediárias) e RCP 8.5 a 8.5 W/m<sup>2</sup> (altas emissões).

A Figura 12, mostra as diferentes emissões e concentrações de CO<sub>2</sub> para esses cenários.

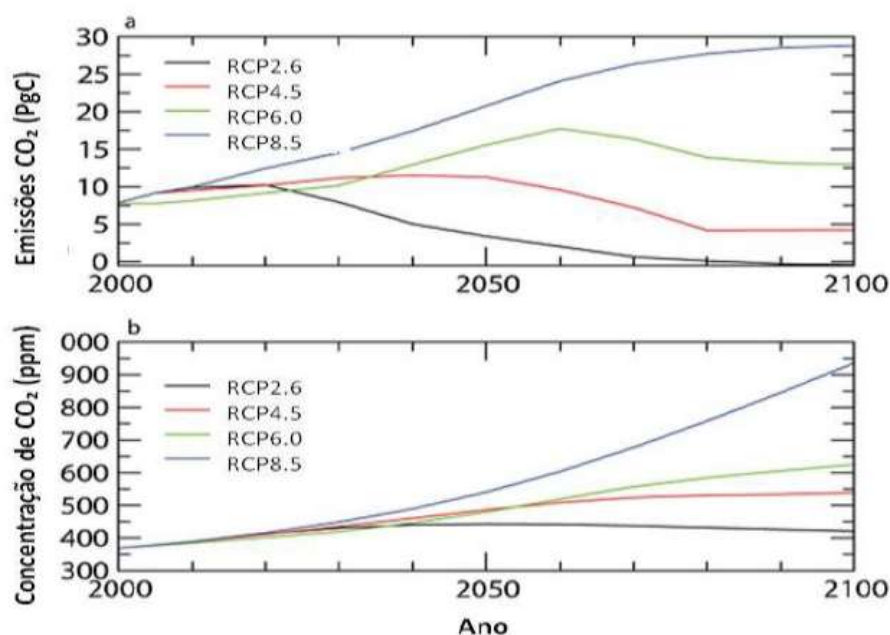


Figura 12- Emissões e concentrações de dióxido de carbono para os Cenários RCPs. Obs.: 1 PgC = 1 bilhão de toneladas de carbono.

Fonte: Brasil 2040 - Sumário Executivo.

O IPCC AR5 traz que o aquecimento global é uma realidade, observando-se um aumento médio na temperatura da ordem de 0,9°C desde 1850 e atribui o aquecimento global observado nos últimos 50 anos às atividades humanas, com 95% de certeza que estas atividades influenciaram o clima presente e irão influenciar o clima futuro. (IPCC, 2014). O Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas – PBMC, também menciona a influência antrópica sobre o sistema climático brasileiro, porém, encontra dificuldade de afirmar qual porcentagem da variação é natural e qual é condicionada pela ação antrópica (MARENGO, 2015).

### 3. BACIA HIDROGRÁFICA DO XINGU E USINA HIDRELÉTRICA DE BELO MONTE

#### 3.1. ÁREA DE ESTUDO

A Bacia hidrográfica do Xingu é uma das sete bacias de grande porte afluentes da margem direita do Rio Amazonas (Figura 13) que está inteiramente em solo nacional, sendo o Rio Xingu o seu principal curso d'água (ANA-PHMDA, 2012). Possui uma área de drenagem de aproximadamente 509 Km<sup>2</sup> e extensão de 2.271 Km até sua foz, passa por 46 municípios do Mato Grosso e 42 municípios no Pará. Seus principais afluentes são, de montante para jusante, o Suiá-Miçu, Auaiá-Miçu, Comandante Fontoura, Fresco e Bacajá pela margem direita; e Curisevo, Pardo, Iriri e Acarai, pela margem esquerda. Destaca-se pelo porte a Bacia do Iriri, que possui uma área de drenagem de 142.079 km<sup>2</sup> (ANA-PHMDA, 2012).

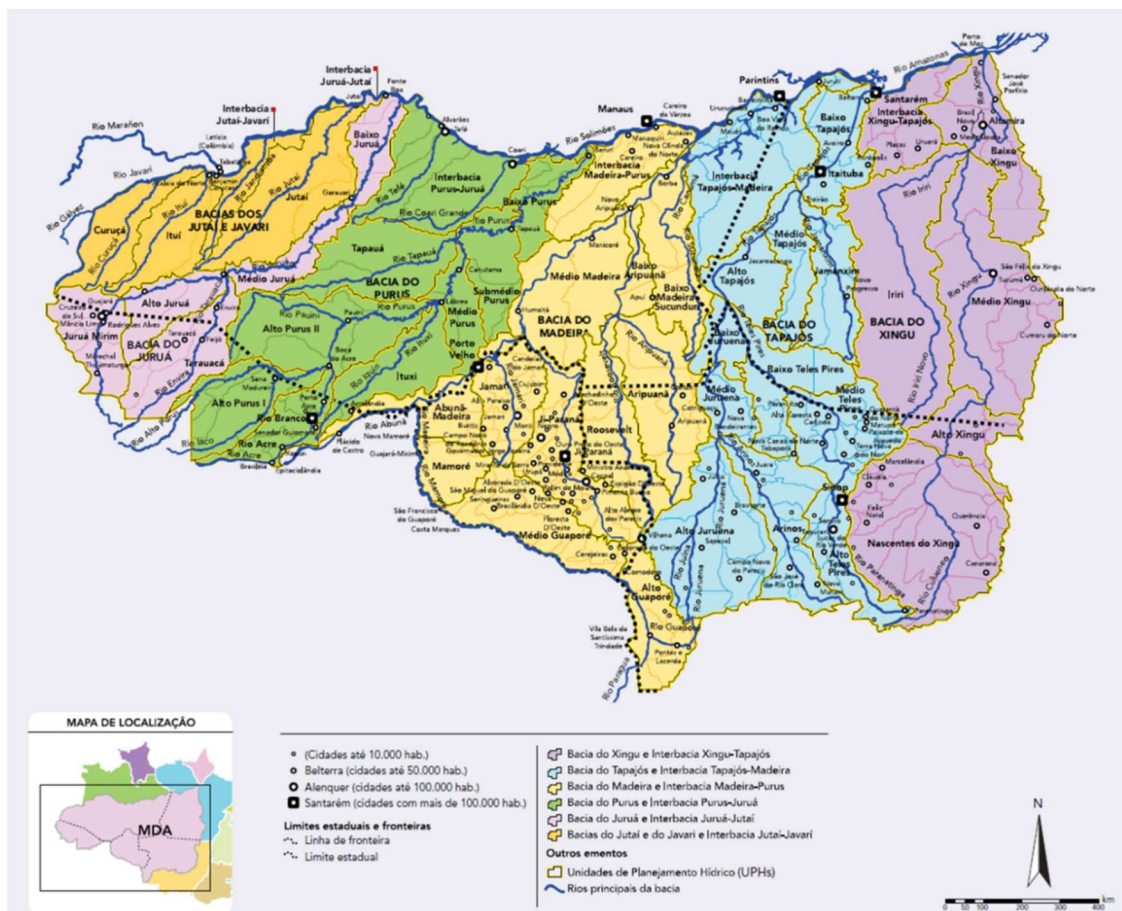


Figura 13- Bacias e interbacias afluentes da margem direita do Rio Amazonas – MDA  
Fonte: Superintendência de Planejamento de Recursos Hídricos-ANA – PERH-MDA

A Bacia foi subdividida em cinco unidades de planejamento hídrico - UPH: Nascentes do Xingu; Alto Xingu; Médio Xingu; Iriri e Baixo Xingu, devido suas características hídricas, geológicas, de cobertura vegetal e ocupação antrópica (ANA-PHMDA, 2012). A Figura 14, mostra a localização da Bacia e suas UPHs.



Figura 14- Bacia do Xingu e Unidades de Planejamento Hídrico – UPH  
 Fonte: ANA e Eletrobrás - Adaptado

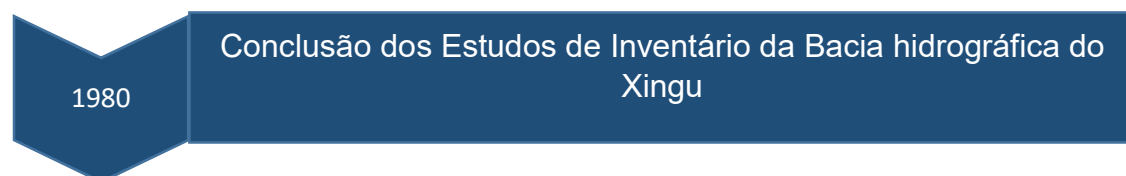
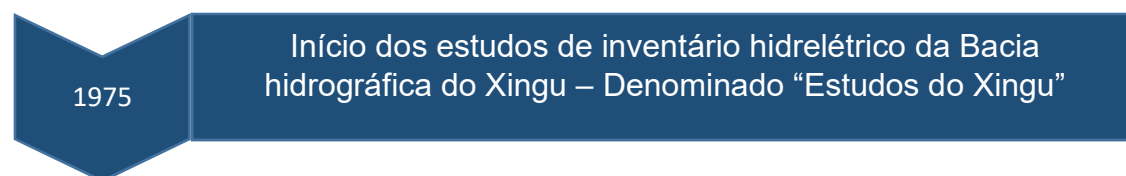
De acordo com o estudo AAI - Avaliação Ambiental Integrada de Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Xingu, o clima da bacia se caracteriza quente e úmido devido a sua localização próxima ao equador e pelas suas baixas altitudes. Entre agosto e dezembro, as temperaturas são mais elevadas, isto devido à forte umidade relativa e a nebulosidade. Na região de Altamira e Porto de Moz, localizados na parte inferior da Bacia (Baixo Xingu), a temperatura média durante o ano fica entre 25,4°C e 27,3°C, com mínimas em fevereiro e máximas em outubro. No trecho médio, na altura de São Felix do Xingu, por ter altitude mais elevada, as médias ficam entre 24,6°C e 25,4°C, mínimas em julho e máxima em setembro. Na parte alta da bacia a temperatura média fica em torno de 24°C, podendo chegar a 28°C (ELETROBRÁS, 2009).

A caracterização climatológica da temperatura do ar na região pelo Instituto Nacional de Meteorologia, baseado nas “Normais Climatológicas - 1961-1990” (INMET, 2008), apresenta valores de temperatura média compensada anual entre 24°C e 28°C, com temperatura máxima anual entre 28°C e 30 °C e temperatura mínima anual entre

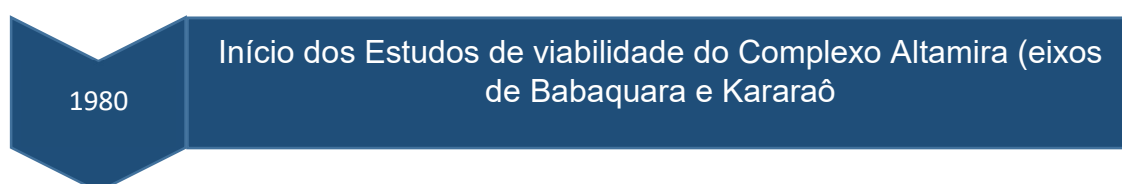
18°C e 24°C, similar ao AAI. Segundo Lucas *et al.* (2006), os valores de precipitação na bacia variam de 1500 a 2500 mm/ano, obtendo vazão média anual de 7.966 m<sup>3</sup>/s. Os valores de umidade relativa de ar permanecem acima de 80% em quase todos os meses do ano (Lucas et al., 2009). Na Ficha técnica do empreendimento da UHE Belo Monte, os valores da precipitação média anual, na região de abrangência da Usina, é 1.971 mm, a vazão média de longo termo – MLT (período: 1931 a 2008) é de 8.045 m<sup>3</sup>/s, a vazão firme (95%) fica em 911 m<sup>3</sup>/s e a vazão mínima regional em 380 m<sup>3</sup>/s (ANEEL, 2013).

### 3.2. HISTÓRICO DA UHE BELO MONTE

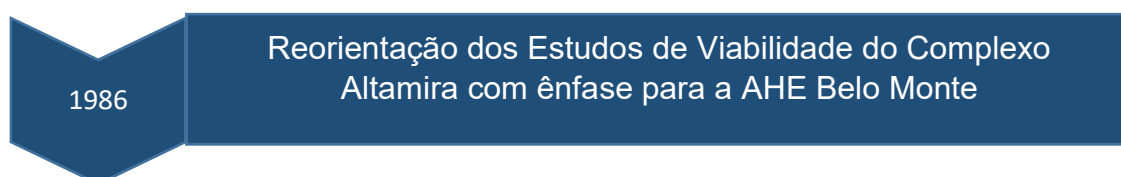
Com o objetivo de melhor compreender o empreendimento, apresentamos a seguir, a cronologia da UHE Belo Monte (MME/LEME-EIA, 2009) com os principais marcos e alterações do projeto:



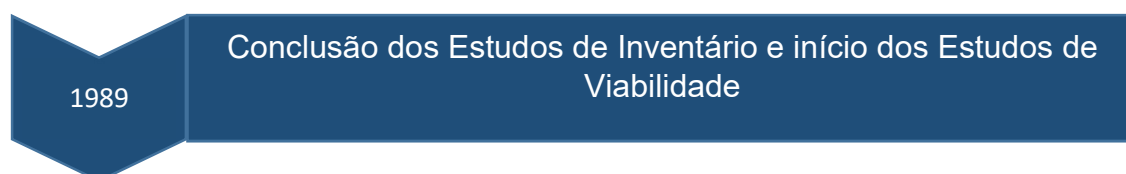
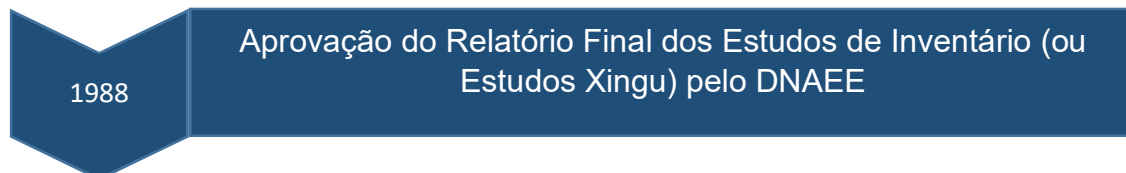
Foram selecionadas oito alternativas com o foco direcionado basicamente para as motorizações e os custos envolvidos, sustentado por considerações técnicas, socioeconômicas e físico-territoriais específicas a cada alternativa, tendo destaque a Volta Grande do Xingu, devido ao desnível ali concentrado, associado aos grandes volumes de água em trânsito naquele trecho. O resultado trouxe duas alternativas de divisão de queda para um maior detalhamento na fase de estudos finais (EIA/Rima,2009).



O complexo de Altamira foi escolhido por estar situado na Volta Grande do Xingu, região que abriga cerca de 70% do potencial para exploração hidroenergética da bacia. Concentraram-se inicialmente no AHE de Altamira, localizado no rio Xingu, 10 km a montante da cidade de Altamira, com reservatório no nível máximo normal da cota 165,0 m, pelo fato desse aproveitamento possuir o reservatório regularizador das vazões do Complexo (EIA/Rima,2009).

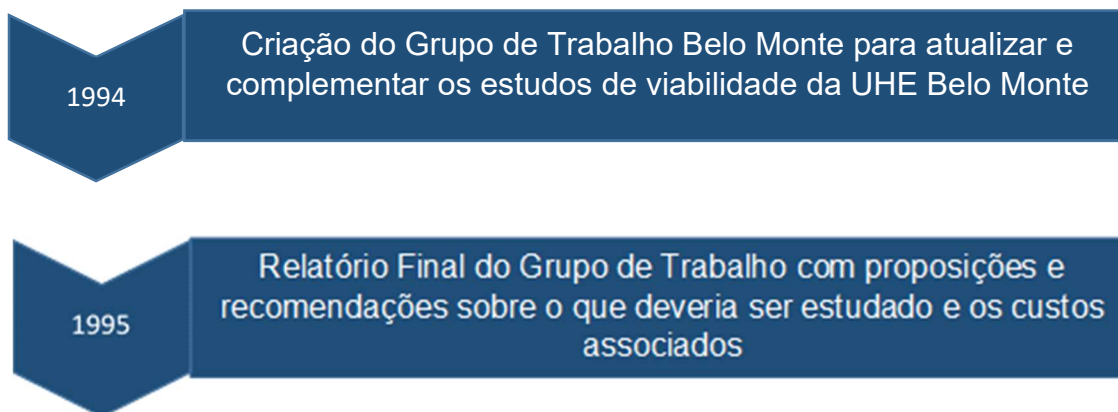


Os estudos realizados pela ELETROBRÁS, considerando a interligação dos sistemas de geração Norte/Nordeste com o Sul/Sudeste, indicaram como melhor opção para o Sistema Brasileiro Interligado a entrada em operação comercial da UHE Belo Monte (ex Kararaô), no ano de 1999, antes, portanto, da data prevista para início da operação da UHE Altamira (ex Babaquara) (EIA/Rima, 2009).



Os estudos de viabilidade do AHE Belo Monte concluíram por um aproveitamento de 11.000 MW, distribuídos em 20 unidades de 550 MW cada. O arranjo previa uma barragem com vertedouro no rio Xingu, no sítio de Bela Vista, (Barragem do Juruá), que desviaria as águas para um canal de adução natural, que seria possível com a construção de alguns diques laterais, até atingir novamente o rio Xingu, no local da usina, denominado de Usina Belo Monte. Nesta configuração seria formado um reservatório de 1.225 km<sup>2</sup> de extensão (EIA/Rima, 2009).





A Portaria DNAEE n° 769 criou o Grupo de Trabalho Belo Monte, formado pela Eletrobrás, Eletronorte e DNAEE, com as seguintes finalidades:

- Reavaliação da configuração estabelecida no estudo de viabilidade do empreendimento, objetivando confirmar sua atratividade;
- Atualização dos estudos ambientais, hidrológicos e do orçamento; e
- Análise de implantação do aproveitamento, visando sua viabilização sócio-política em busca de participação e apoio.

O resultado foi um relatório denominado "UHE Belo Monte – Relatório do Grupo de Trabalho", com a proposição de modificação do arranjo apresentado nos estudos de viabilidade.

Esta modificação, denominada de "alternativa montante", consistia no deslocamento da barragem do Xingu na altura do sítio Bela Vista (Barragem do Juruá) para montante, na altura da Ilha Pimental, preservando-se os locais da geração (Usina de Belo Monte) e a potência instalada de 11.000 MW. Nessa concepção, seria necessária a criação de dois canais de derivação que permitiriam, sem alterar as características energéticas do empreendimento, reduzir a área do reservatório de 1.225 km<sup>2</sup> para cerca de 440 km<sup>2</sup>. A Figura 15 mostra a comparação entre o reservatório do projeto anterior e o reservatório atual.

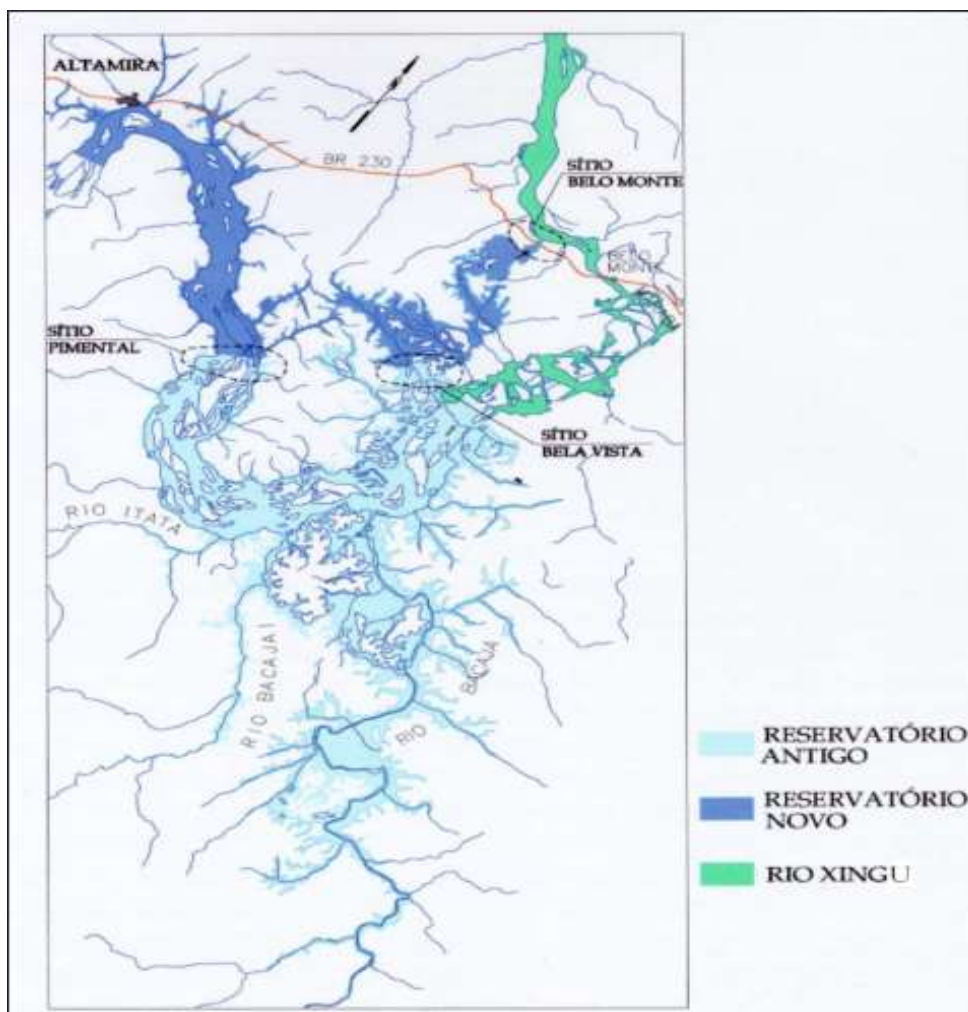
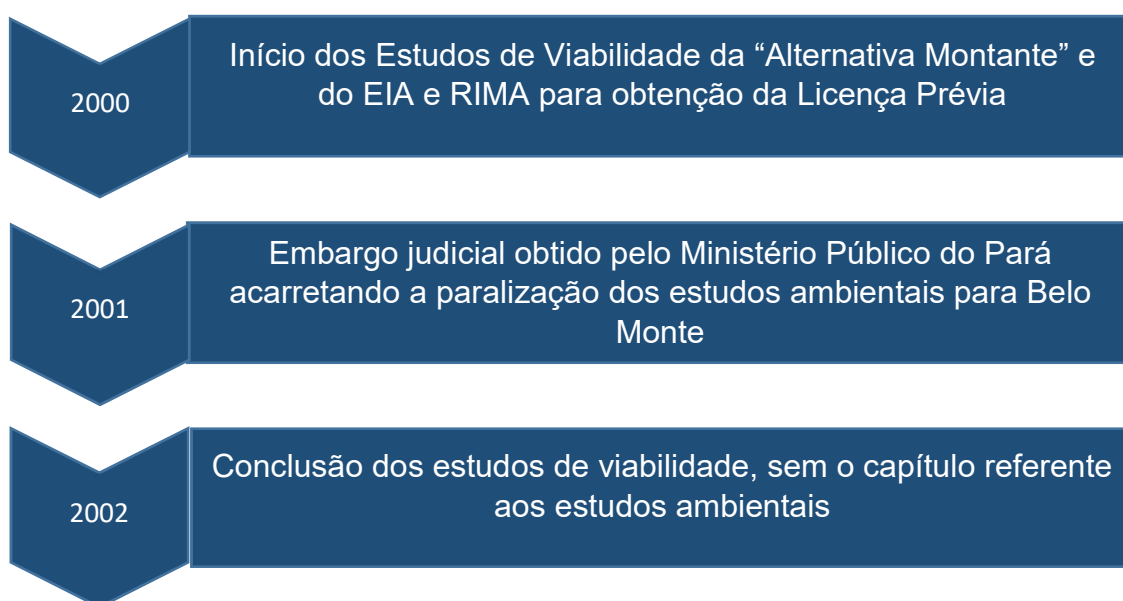


Figura 15 - Comparação entre o Reservatório do Projeto antigo com o reservatório do projeto novo da UHE Belo Monte – Fonte: EIA/Rima



2005

Acordo de Cooperação Técnica para à conclusão dos Estudos de Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental, incluindo a revisão do inventário do trecho principal do rio Xingu

Para os Estudos de Atualização do Inventário Hidrelétrico da Bacia do rio Xingu, foram contratados os serviços de engenharia junto às empresas ENGEVIX Engenharia S.A., THEMAG Engenharia e Gerenciamento Ltda. e INTERTECHNE Consultores Associados S/C Ltda. Para a realização dos estudos ambientais correspondentes foi contratada a empresa ARCADIS Tetraplan. Os serviços ficaram sob gestão CNEC Engenharia S.A e a coordenação geral com a Eletrobrás Eletronorte.

Nessa revisão, passou a ser considerado como condicionantes ambientais as diversas Unidades de Conservação (UC's) e Terras Indígenas (TI's) existentes na bacia, sendo necessário definir uma partição de queda para o rio Xingu levando em conta não apenas os enfoques energéticos e econômicos, mas também, e principalmente, aqueles inerentes às questões socioambientais (EIA/Rima, 2009).

2008

Resolução do CNPE nº 6 reiterou o interesse estratégico do aproveitamento do potencial hidráulico para fins energéticos

Ficou determinado que o único potencial hidroenergético a ser explorado no rio Xingu será o do AHE Belo Monte (EIA,Rima,2009).

2009

EIA e o RIMA foram entregues ao IBAMA

2010

Consórcio Norte Energia vence leilão de concessão da hidrelétrica de Belo Monte

### 3.3. DESCRIÇÃO DA UHE BELO MONTE

A Usina Hidrelétrica de Belo Monte fica localizada no Rio Xingu na área denominada de Volta Grande do rio Xingu (

Figura 16), entre os paralelos 3°00' e 3°40'S e os meridianos 51°30' e 52°30'W. A Usina possui um barramento principal denominado de Sítio Pimental que fica cerca de 40 KM abaixo da cidade de Altamira. Essa barragem forma o reservatório do Xingu, de onde as vazões são derivadas por um canal para a formação do reservatório intermediário, para serem usadas na casa de força principal, no Sítio Belo Monte. O tamanho total de área do reservatório é de 478,15 Km<sup>2</sup>, 61% menor que o tamanho do reservatório do projeto anterior – 1.225 Km<sup>2</sup>. Como consequência da derivação, se forma entre o Sítio Pimental e o Sítio Belo Monte um trecho de cerca de 100 km de extensão no rio Xingu a ser submetido a uma vazão residual (TVR). Um Hidrograma ecológico foi definido para esse trecho do rio, com o objetivo de garantir as condições necessárias para a qualidade de vida das pessoas e do meio ambiente, com navegação na época de seca e manutenção da vida aquática, (MME/LEME-EIA, 2009)

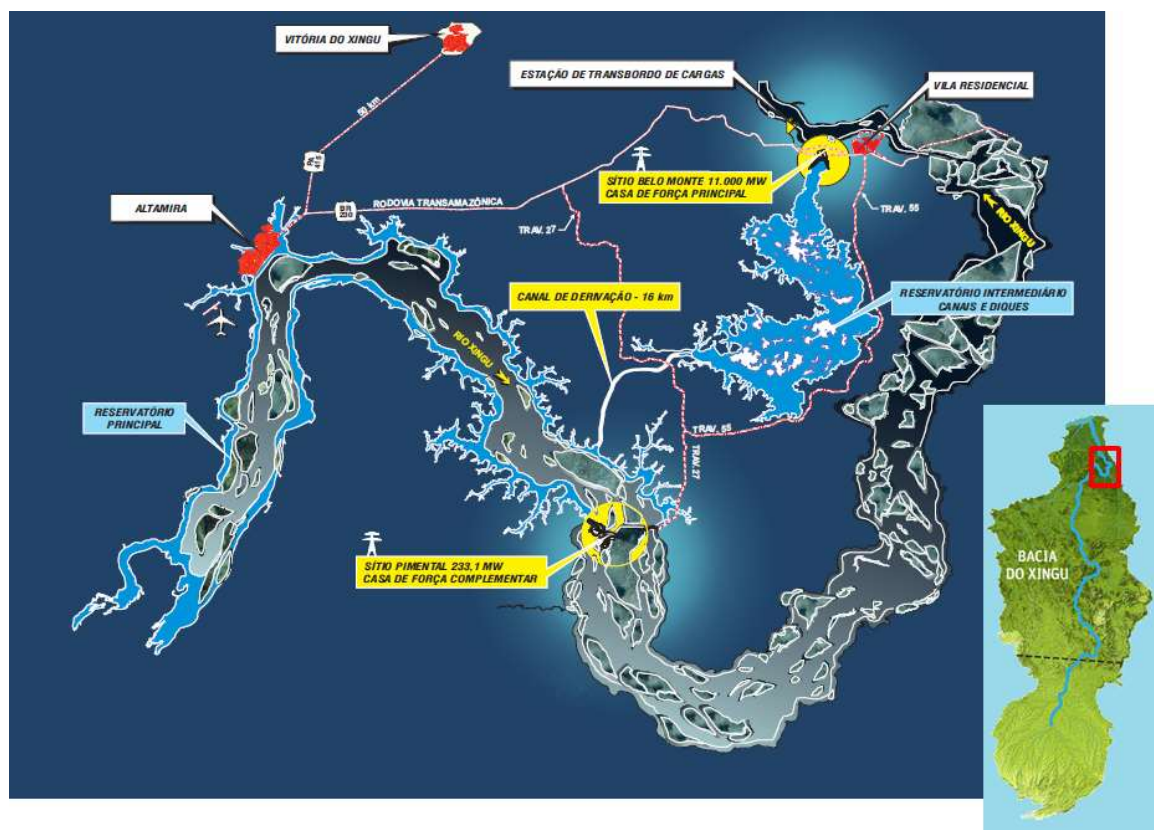


Figura 16- UHE Belo Monte - Fonte: EPE/ANEEL

A UHE Belo Monte, que se encontra em avançado estado de implantação, está sendo contruída pela empresa Norte Energia S.A. Quando finalizada terá uma potência instalada de 11.233,1 MW, sendo 11.000 MW na casa de força principal Belo Monte e 233,1 na casa de força complementar Pimental. No

Quadro 2, temos os dados energéticos da usina e no Quadro 3 temos os valores finais da garantia física e energia firme.

Quadro 2 - Dados Energéticos da UHE Belo Monte

<b>DADOS ENERGÉTICOS</b>	
<b>CASA DE FORÇA PRINCIPAL BELO MONTE</b>	
Potência Total	11.000 MW
Numero de máquinas turbinas Francis	18
Rendimento médio do conjunto turbina-gerador (%)	91,8
Taxa de indisponibilidade forçada - TEIF (%)	2,917
Indisponibilidade programada - IP (%)	0
Queda bruta (m)	91,26
Queda líquida de referência (m)	87,6
Perda no circuito hidráulico (m)	2,06
Vazão unitária nominal	775 m <sup>3</sup> /s
<b>CASA DE FORÇA COMPLEMENTAR</b>	
Potência Total	233,1
Numero de máquinas - turbinas Bulbo	6
Rendimento médio do conjunto turbina-gerador (%)	89,4
Taxa de indisponibilidade forçada - TEIF (%)	1,672
Indisponibilidade programada - IP (%)	5,403
Queda bruta (m)	13,32
Queda líquida de referência (m)	10,8
Perda no circuito hidráulico (m)	0,15
Vazão unitária nominal	411 m <sup>3</sup> /s

Fonte: EPE/Aneel

Quadro 3 - Potência Instalada, Garantia Física e Energia Firme da UHE Belo Monte

Casa de Força	Potência Instalada (MW)	Energia Firme (MWmédio)	Garantia Física (MWmédio)	Garantia Total (MWmédio)
Principal - Belo Monte	11.000	4.226	4.419	4.571
Complementar - Pimental	233,1	146	152	

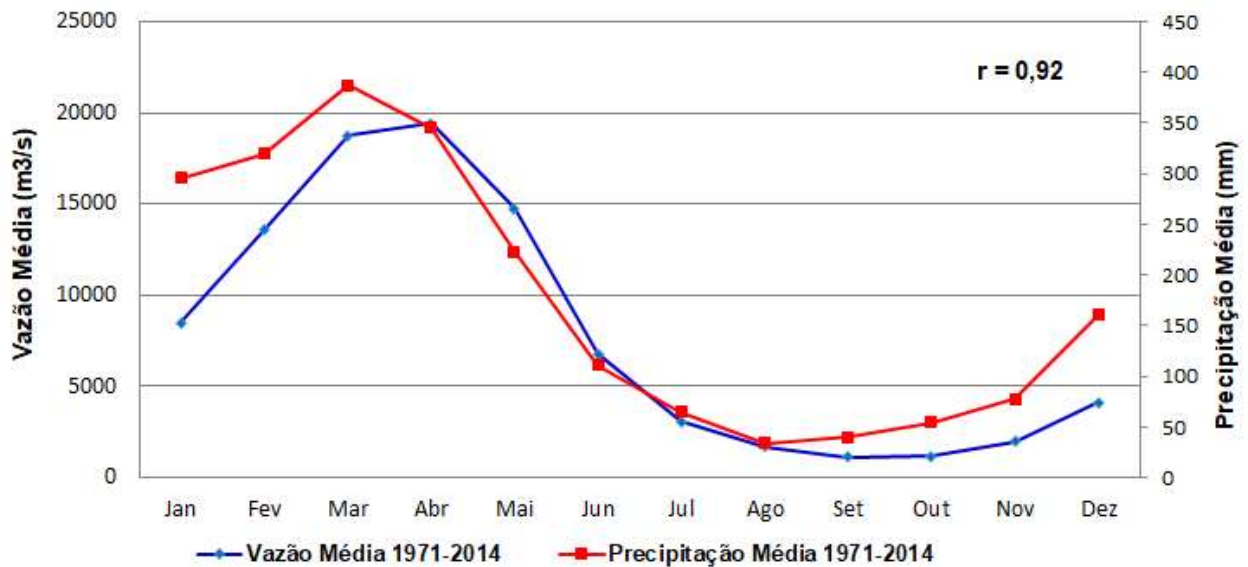
### 3.4. DEFINIÇÃO DAS ESTAÇÕES DO ANO

Para acompanhar o comportamento sazonal na região da Bacia do Xingu, que abrange o Complexo da UHE Belo Monte, foram consideradas as séries observadas de precipitação e vazão da Estação de Altamira. Os dados foram extraídos do Sistema Hidroweb da Agência Nacional de Águas – ANA. O Posto de Altamira foi escolhido pelo Estudo de Impacto Ambiental, porque o eixo do barramento projetado para o Sítio Pimental localiza-se muito próximo à cidade de Altamira, onde está localizado o posto, além de inexistirem tributários neste trecho. A diferença de áreas de drenagem entre os locais do barramento e do posto é inexpressiva (menor que 0,5%). Neste contexto, os Estudos de Viabilidade assumiram que as vazões no Sítio Pimental seriam as mesmas observadas no posto fluviométrico em pauta, sendo mantido como posto fluviométrico de referência na ficha técnica da usina também (ANEEL, 2013)

O ano foi dividido em 04 estações (períodos), que melhor representassem a sazonalidade, demonstrada na série histórica observada de precipitação e vazão, entre 1971 e 2014 (Gráfico 7). Os meses de fevereiro, março e abril (FMA) representam o período úmido; os meses de maio, junho e julho (MJJ) a transição para o período seco; agosto, setembro e outubro (ASO) o período seco e novembro, dezembro e janeiro (NDJ) a transição para o período úmido. Os períodos de transição representam o momento onde começam a ocorrer, progressivamente, a redução ou aumento de chuva e, conseqüentemente, de vazão. Essa divisão trimestral vai permanecer para todas as abordagens e análises nesta pesquisa.

O Diagnóstico da Área de Abrangência Regional - ARR - Meio Físico (2009) mostra que a bacia do rio Xingu apresenta uma sazonalidade bem definida, onde o período chuvoso, das cabeceiras do rio até a parte média alta da bacia, compreende os meses de dezembro a março; já na faixa média da bacia até o baixo curso, onde fica localizado a UHE Belo Monte, o período chuvoso vai de fevereiro a maio. Assim, vemos que a descrição nos estudos de Belo Monte não difere da divisão das estações no presente estudo (MME/LEME-EIA-ARR, 2009).

Gráfico 7 - Média das Chuvas e Vazão do período de 1971 a 2014



Fonte de Dados: ANA, confecção própria do gráfico

O Gráfico 7, mostra a média das chuvas e vazão por mês, entre os anos de 1971 e 2014. Observamos, que ambas têm um comportamento similar no decorrer de 43 anos, nos respectivos meses. O coeficiente de correlação de 0,92, mostra um grande grau de relacionamento linear entre Chuva e Vazão, ou seja, a quantidade de chuva afeta a vazão do Rio, independente dos outros fatores que também podem influenciar na vazão.

## **4. MÉTODOS E DADOS**

Para alcançar os objetivos propostos nesta pesquisa de métodos múltiplos, com análise de dados quantitativos e qualitativos e de natureza exploratória, os procedimentos metodológicos foram compostos das seguintes etapas:

- 1- Revisão da literatura e consolidação da base conceitual do projeto;
- 2- Levantamento de dados observados fluviométricos, pluviométricos e tratamento estatístico;
- 3- Estágio no Centro de Ciência do Sistema Terrestre – CCST, no Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE;
- 4- Análise e aplicação dos dados de precipitação, temperatura e vazão;
- 5- Aplicação dos resultados das simulações e projeções de vazão nas configurações da UHE Belo Monte para estimar o desempenho futuro da usina;
- 6- Avaliação dos impactos ambientais: estimar os impactos da compensação da energia não gerada pela utilização de usinas térmicas e estimar a emissão de CO<sub>2</sub> pelas termelétricas para compensar essa diferença – dimensão ambiental do desenvolvimento sustentável, e
- 7- Avaliação do impacto no custo do KWh com a substituição da geração hidro pela térmica respectivamente. Comparação da diferença do preço estipulado para venda de energia no Leilão da UHE Belo Monte pela tarifa média da geração do KWh por Usinas Térmicas.

### **4.1. DADOS DE SIMULAÇÃO E PROJEÇÃO**

#### **4.1.1. DADOS ATMOSFÉRICOS**

Os dados de projeção e simulação atmosférica regional utilizada neste trabalho foram fornecidos pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. O modelo climático regional Eta foi rodado para a América do Sul, com resolução de 20 km, a partir de condições de contorno disponibilizados pelos modelos de Circulação Global HadGEM2-ES e MIROC5 ( CHOU et al., 2016). Os modelos globais HadGEM2-ES e MIROC5, foram selecionados por apresentarem bom desempenho na América do Sul em termos de circulação atmosférica e precipitação (FLATO *et al.*, 2013). Os cenários



de emissões escolhidos foram o RCP 4.5 e RCP 8.5 para ambos modelos globais, para o mesmo período da simulação.

Os dados de observação são oriundos do Climate Research Unit – CRU 0.5°, versão TS3.21. O Climatic Research Unit (CRU), da University of East Anglia, no Reino Unido, é referência mundial para dados observados. Eles possuem uma base de dados global de observações climáticas construída pela interpolação de estações meteorológicas ao redor do mundo.

A simulação é a reprodução quantitativa do comportamento de um sistema, ou seja, é a capacidade de reproduzir as séries históricas observadas, com um grau de precisão satisfatório. Na primeira fase, a simulação é realizada sob efeito de calibração e serve para ajustar o modelo aos dados observados no período de tempo escolhido. No segundo momento, as simulações são realizadas usando dados das simulações do modelo regional. O resultado é uma série para cada modelo global utilizado nas bordas do modelo regional (período base).

Na projeção, são feitas suposições sobre o que acontecerá (ou seja, o cenário) e como isso afetará o sistema, assim, são usados dados das simulações do modelo regional, também o resultado é uma série para cada modelo global utilizado nas bordas do modelo regional, que são apresentados em períodos de tempo de 30 anos: 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2100. As mudanças climáticas são avaliadas em relação à simulação do período de tempo 1961-1990 (período base), considerado como o clima atual (Chou et al., 2014).

#### **4.1.2. DADOS HIDROLÓGICOS**

Para essa pesquisa, os dados de simulação e projeção do Modelo MHD-INPE, foram fornecidos pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE. O modelo MHD foi alimentado com resultados dos cenários de mudanças climáticas desenvolvido no CPTEC-INPE, com o modelo atmosférico Eta-INPE e com dados dos modelos atmosféricos Model for Interdisciplinary Research on Climate – versão 5, MIROC5 e o Hadley Center Global Environmental, família HadGEM2-ES (CRUZ JR; MICHELS BRITO; RODRIGUEZ, 2016).

As saídas dos modelos climáticos trazem erros sistemáticos, conhecidos como bias, devido a desvios nas distribuições das variáveis – erros dos valores médios

(MOHOR et al., 2015). Por exemplo, muitos dias com pouca precipitação ou previsões incorretas da precipitação máxima. Dessa forma, o uso das saídas dos modelos regionais como entradas em modelos hidrológicos, sem a devida correção, conduzirá a uma avaliação não realista dos impactos (MARTINS, 2017). Assim, são aplicados a correção desses erros sistemáticos para contornar essa limitação. Existem muitas metodologias para correção de *bias*. Nesta abordagem utilizou-se o método percentil por percentil, proposta por BÁRDOSSY E PEGRAM (2011).

Para a modelagem e calibração, a Bacia foi delimitada em 13 sub-bacias a partir das coordenadas das estações disponibilizadas pela Agência Nacional de águas – ANA, por meio do Sistema de Informações Hidrológicas – HIDROWEB, conforme disposto na Figura 17. O critério para a escolha das Estações foi a existência de séries históricas de vazões consistentes.

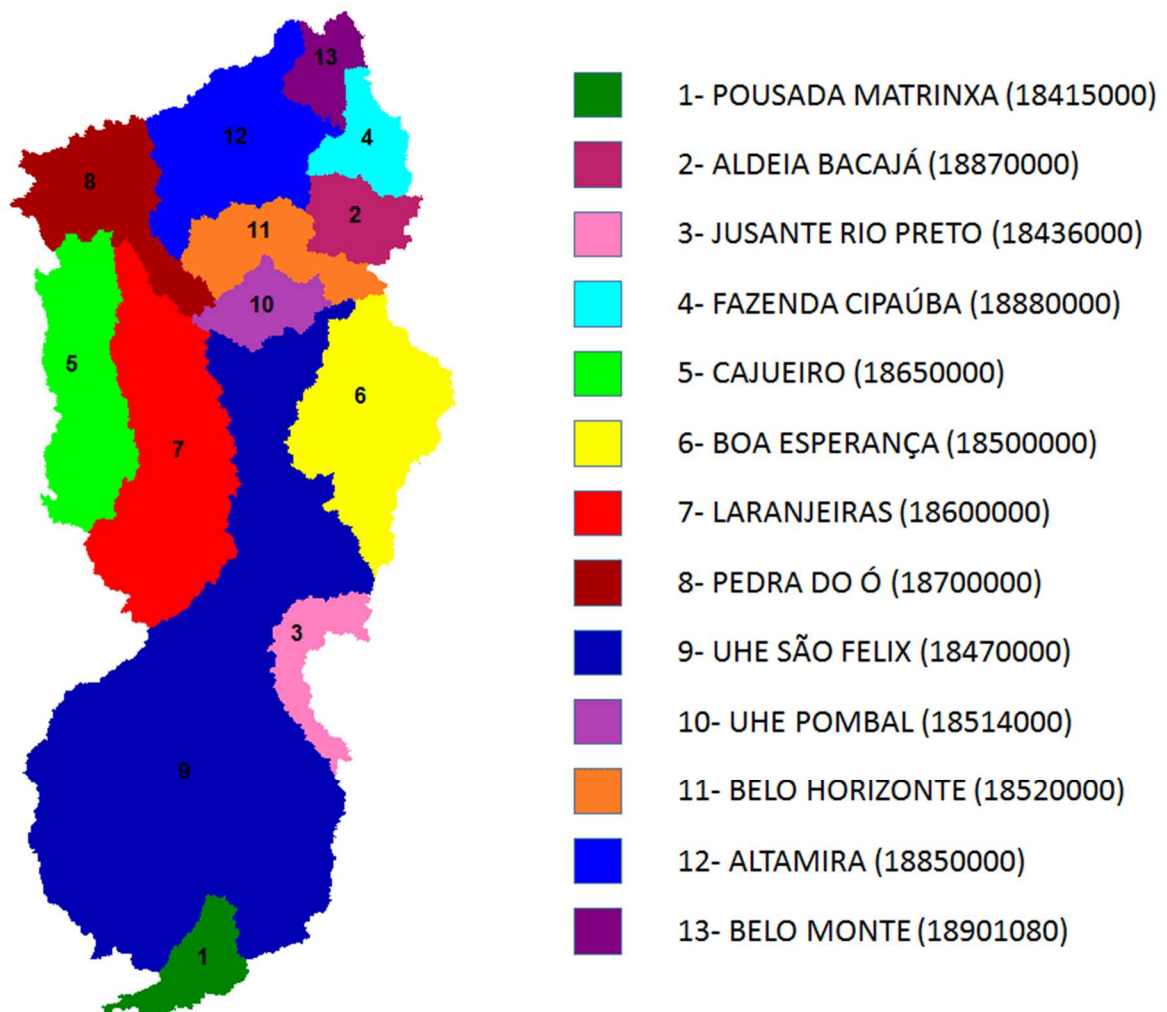


Figura 17- Delimitação das sub-bacias da Bacia do Xingu

O processo de calibração, feito para cada sub-bacia, consistiu em aproximar ao máximo as vazões simuladas das observadas. Os valores das funções objetivo obtidas após o processo de calibração estão listados no Quadro 4.

O coeficiente Nash-Sutcliffe das vazões diárias (NSE) e o NSLog obtiveram resultados adequados para as sub-bacias. O coeficiente de correção R2 das vazões diárias ficou dentro de parâmetros admissíveis e o coeficiente de erro relativo de volume, baseado na integração das vazões diárias ( $\Delta V$ ), apresentaram valores satisfatórios para todas as sub-bacias.

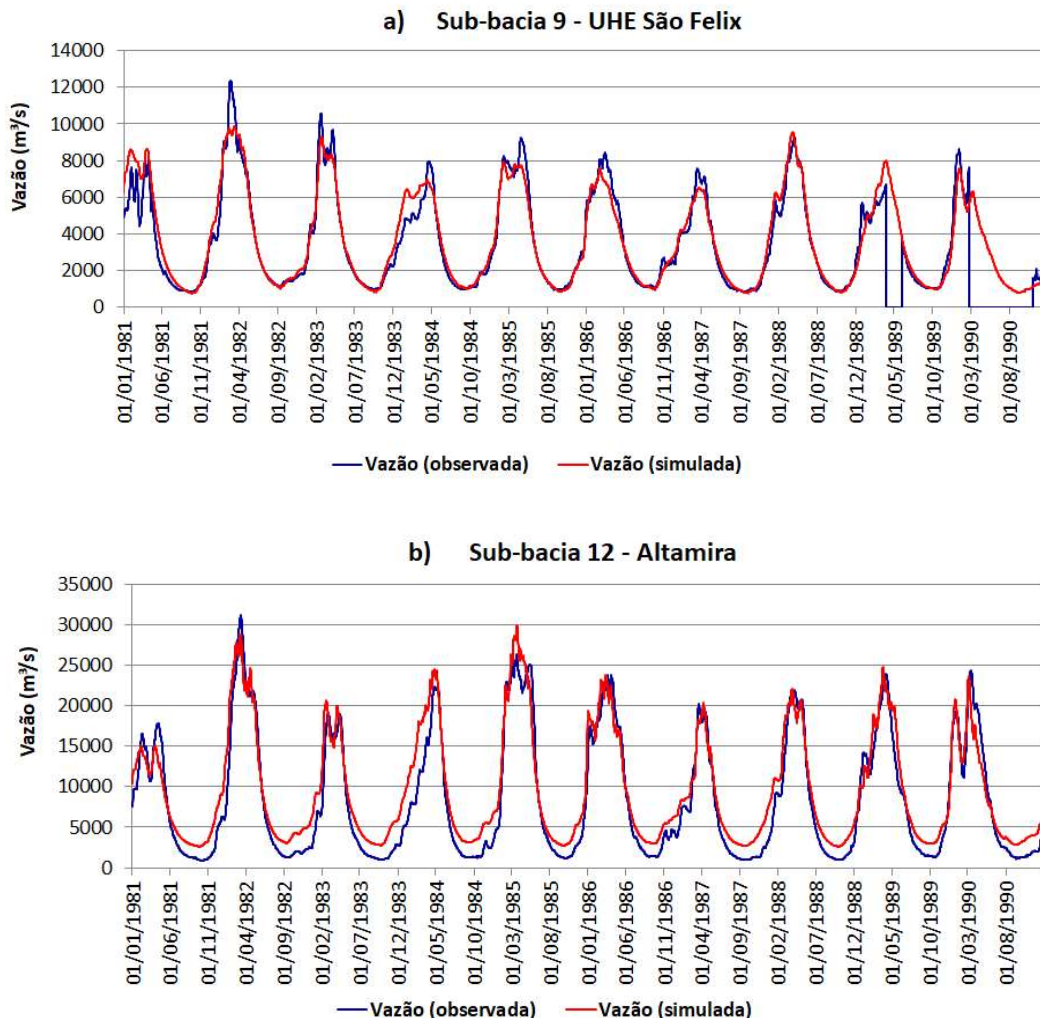
*Quadro 4- Dados das funções objetivo*

<b>BACIA</b>	<b>NSE</b>	<b>NSLOG</b>	<b>R2</b>	<b><math>\Delta V</math></b>
<b>1</b>	0.77	0.85	0.77	-0.002
<b>2</b>	0.83	0.73	0.83	-0.067
<b>3</b>	0.87	0.88	0.87	-0.023
<b>4</b>	0.86	0.69	0.87	-0.016
<b>5</b>	0.83	0.88	0.84	-0.064
<b>6</b>	0.79	0.89	0.81	-0.104
<b>7</b>	0.79	0.90	0.79	-0.095
<b>8</b>	0.88	0.91	0.88	-0.048
<b>9</b>	0.93	0.92	0.93	-0.039
<b>10</b>	0.92	0.95	0.93	-0.073
<b>11</b>	0.95	0.94	0.96	-0.035
<b>12</b>	0.93	0.95	0.93	-0.051
<b>13</b>	0.93	0.90	0.94	0.039

Para observar graficamente os resultados da calibração, apresentamos os hidrogramas de vazões (Gráfico 8) com a comparação das vazões observadas com as vazões simuladas em duas sub-bacias: UHE São Felix e Altamira. Conforme os resultados do (Quadro 4), as vazões simuladas também apresentaram bom desempenho

do MHD-INPE, capturam bem a sazonalidade da região e estão em concordância com o padrão para as quatro estações do ano (Gráfico 7).

Gráfico 8- Hidrograma de Vazão: a) Sub-bacia 09 – São Felix e b) sub-bacia 12 - Altamira



A avaliação dos impactos das mudanças climáticas, depende da análise das diferenças entre o período histórico e as projeções futuras. Devido aos erros sistemáticos nos modelos, as mudanças devem ser interpretadas pela comparação das projeções futuras com o comportamento estatístico da simulação do modelo do período histórico, ao invés dos dados observados (WOOD et al., 2002). Então, as simulações históricas e as projeções físicas são analisadas em termos estatísticos capazes de definir o estado do clima e sua variabilidade (DEMARIA et al., 2013; SIQUEIRA JÚNIOR et al., 2015).

Em resumo, para abordagem de impactos, a metodologia utiliza quatro conjuntos de dados:

1. as vazões observadas do período histórico, ou seja, período em que se tem dados observados consistentes;

2. as vazões simuladas (sob calibração) – são usados dados de observação meteorológicos e hidrológicos para realizar os ajustes. Os resultados são verificados com os dados observados no período histórico;

3. vazões simuladas do período histórico usando dados das simulações do modelo regional. O resultado é uma série para cada modelo global utilizado nas bordas do modelo regional (período histórico); e

4. vazões projetadas no futuro usando dados das simulações do modelo regional. Uma série para cada modelo global utilizado nas bordas do regional, que são apresentados em períodos de tempo de 30 anos: 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2100.

Assim, os conjuntos 1 e 2 são utilizados apenas para verificar a adequação do modelo hidrológico e não são utilizados para abordar os impactos. Os impactos são calculados, utilizando os conjuntos 3 e 4, onde se considera que, ao fazer a diferença entre simulações do mesmo modelo, serão eliminados parte dos erros. A linha de base é a simulação da vazão do período histórico de cada modelo. Dessa forma, por exemplo, o impacto do modelo HadGEM2-ES, no cenário RCP 4.5, utiliza a simulação do período histórico e a projeção de futuro do HadGEM2-ES. A do modelo MIROC5, utiliza a simulação do período histórico e a projeção de futuro do MIROC5. Quando se aborda os impactos comparando os dois modelos (HadGEM2-ES e MIROC5), a linha de base pode ser a simulação da vazão do período histórico que se apresentou mais aderente às observações ou a média das simulações do período histórico dos modelos. No caso deste trabalho a linha de base utilizada, para abordagem conjunta, foi a do modelo MIROC5 por se apresentar mais aderente as observações.

## 4.2. LEVANTAMENTO DE DADOS FLUVIOMÉTRICOS, PLUVIOMÉTRICOS E TRATAMENTO ESTATÍSTICO.

Para poder analisar o clima da região de abrangência da UHE Belo Monte e definir a sazonalidade adotada no estudo, foi realizado o levantamento de estações fluviométricas e pluviométricas que dispusessem de dados entre os anos de 1970 a 2015 para coleta dos registros históricos fluviométricos e pluviométricos. Foi escolhida a estação de Altamira (Código ANA: 18850000), conforme as razões argumentadas no item 3.4 da área de estudo. Para acessar a rede hidrometeorológica se utilizou o Sistema de Informações Hidrológicas – HIDROWEB, coordenado pela Agência Nacional de Águas – ANA.

As estações escolhidas para modelagem e calibração do MHE-INPE, foram também, utilizadas para o tratamento estatístico nas séries históricas para preenchimento das falhas existentes nos dados disponíveis.

Os dados das séries históricas muitas vezes apresentam falhas nos registros devido a diversos fatores, entre os quais podemos destacar a ausência do observador ou defeitos no aparelho que faz a medição. As séries históricas fornecidas pela Estação de Altamira, apresentam falhas de medição que foram preenchidas pelo método das razões dos valores normais (Métodos das Médias Ponderadas).

Conforme descreve BUCHIR (2013), esse método consiste em utilizar os registros de três estações localizadas o mais próximo possível da estação que apresenta falha nos dados. Da seguinte forma:

$$P_X = \frac{1}{3} \left( \frac{N_X}{N_A} P_A + \frac{N_X}{N_B} P_B + \frac{N_X}{N_C} P_C \right)$$

Onde:

*X é a estação que apresenta falha e A, B e C as estações vizinhas.*

*P<sub>X</sub> é o valor de chuva que se deseja determinar da estação X*

*N<sub>X</sub> é a precipitação média da Estação X*

*N<sub>A</sub>, N<sub>B</sub> e N<sub>C</sub> são as precipitações médias das Estações vizinhos A, B, C*

*P<sub>A</sub>, P<sub>B</sub> e P<sub>C</sub> são as precipitações observadas no instante que a Estação X falhou*

Assim, pode-se determinar  $P_x$  da estação X pela média ponderada do registro das três estações vizinhas, onde os pesos são as razões entre as precipitações normais do período desejado, sejam precipitações normais anuais ou mensais.

#### **4.3. ESTÁGIO NO INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS – INPE**

O estágio foi realizado no mês de novembro de 2016, no Centro de Ciência do Sistema Terrestre - CCST e no Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC, em Cachoeira Paulista no Estado de São Paulo.

A primeira fase do estágio consistiu na familiarização e manipulação dos dados de simulações e projeções climáticas dos modelos atmosféricos Eta, HadGEM e MIROC, com acesso às bases teóricas e metodológicas de construção destes modelos. Conjuntamente foi compreendido o processo das rodadas, o método de *downscaling* e projeções dos cenários de mudanças climáticas. Essa fase foi finalizada com o aprendizado, na prática, de manipular os resultados das rodadas dos modelos, para gerar dados climatológicos da área de interesse do estudo.

O início da segunda fase começou com a parte de estudos hidrológicos, onde se conheceu às bases teóricas e metodológicas do Modelo Hidrológico Distribuído – MHD-INPE. Em seguida, foi possível participar do passo a passo das novas rodadas de projeções de vazões da Bacia do Xingu, no cenário RCP 8.5, do modelo atmosférico HAdGEM2-ES. Com os resultados, foram compreendidos os processos e realizada as análises da qualidade da rodada. Os dados dessa rodada e das rodadas posteriores, contemplando o cenário RCP 4.5 do modelo HadGEM2-ES, e os mesmos cenários para o modelo MIROC5, foram utilizados para manipulação e análise nesta dissertação.

Finalizando o estágio, foram abordadas as bases teóricas, as etapas como se realizou o processo das simulações e a calibração do modelo e, ainda, a questão das incertezas das projeções.

#### **4.4. ANÁLISE E APLICAÇÃO DOS DADOS DE PRECIPITAÇÃO**

Para atender aos objetivos do estudo, foi feito um recorte regional da área de estudo nos resultados das simulações e projeções provenientes da rodada do Eta aninhado ao

HadGEM2-ES e ao MIROC para a América do Sul. A área de recorte dos dados para abranger toda a Bacia do Xingu foi entre longitude -62°W para -44°E e latitude -16°S para 2°N.

Para gerar os mapas das diferenças das simulações em relação as observações e das projeções em relação as simulações, primeiramente foram calculadas as médias mensais da precipitação e a precipitação acumulada, por meio de um *script* desenvolvido em linguagem Fortran90, em razão das rodadas do Modelo Eta terem sido geradas com frequência temporal de 3h. Com o resultado, foi utilizado a ferramenta Grid Analysis and Display System – GrADS para calcular a média climática trimestral (FMA, MJJ, AGO,NDJ) para cada período de 30 anos – histórico e projeções dos cenários (RCP 4.5 e RCP 8.5). Após esse cálculo, foi subtraída a média trimestral de cada período da projeção, da média trimestral do período histórico simulado e os resultados foram salvos em formato de imagem PNG. Esse processo foi realizado na infraestrutura computacional do INPE e com apoio e orientação do pessoal especializado, durante o estágio. Os dados observados são provenientes do Climatic Research Unit (CRU), com resolução horizontal de 0,5° × 0,5°, versão TS3.21, para o mesmo período da simulação.

Para analisar o comportamento da sazonalidade no futuro, as séries temporais, da simulação e projeção, extraídas para confecção dos mapas, foram transformadas em médias mensais e comparadas em gráficos de linhas no editor de planilhas da Microsoft Excel. Os *scripts* elaborados para a confecção dos mapas se encontram no apêndice A (Eta-MIROC5) e apêndice B (HadGEM2-ES) dessa dissertação.

#### **4.5. ANÁLISE E APLICAÇÃO DOS DADOS DE TEMPERATURA**

Para análise da temperatura na região da Bacia do Xingu, foi utilizado o mesmo recorte de dados da precipitação: longitude -62°W para -44°E e latitude -16°S para 2°N. Para gerar os mapas das diferenças das simulações em relação as observações e das projeções em relação as simulações, foi também adotado o mesmo processo que na precipitação. Primeiro foram calculadas as médias mensais das variáveis: temperatura máxima, temperatura mínima e temperatura a 2 m da superfície por meio de um *script* desenvolvido em linguagem Fortran90. Com o resultado, foi utilizado a ferramenta GrADS para calcular a média climática trimestral da temperatura a 2m da superfície



(FMA, MJJ, AGO,NDJ), para cada período de 30 anos – histórico e projeções dos cenários (RCP 4.5 e RCP 8.5). Após esse cálculo, subtraímos a média trimestral de cada período da projeção, da média trimestral do período histórico simulado e salvamos os resultados em formato de imagem PNG. Esse processo, assim como o da precipitação, foi realizado na infraestrutura computacional do INPE e com apoio e orientação do pessoal especializado, durante o estágio. Os dados observados são provenientes do Climatic Research Unit (CRU), com resolução horizontal de  $0,5^\circ \times 0,5^\circ$ , versão TS3.21, para o mesmo período da simulação.

Para analisar o comportamento e evolução da temperatura média a 2m da superfície, na região da Bacia do Xingu para os períodos de 1960 a 2005 (Histórico) e o período da projeção 2006 a 2100 dos modelos em cada cenário, as séries temporais foram traçadas num gráfico de linhas no editor de planilha da Microsoft Excel. O período histórico foi definido pela disponibilidade de dados de observação para calibração dos modelos.

Os *scripts* que para a confecção dos mapas de diferença de temperatura se encontram no apêndice A (Eta-MIROC5) e apêndice B (HadGEM2-ES) dessa dissertação.

## **4.6. VAZÃO**

Nessa etapa são estudados os resultados da simulação e projeção de vazões do MHD-INPE na região que abrange a UHE Belo Monte.

### **4.6.1. VAZÃO SIMULADA, VAZÃO OBSERVADA E PROJEÇÕES HIDROLÓGICAS**

As simulações foram realizadas para as 13 sub-bacias, no período de 1970 a 1990, para os modelos HadGEM2-ES e MIROC5. Entretanto, neste trabalho, foram analisadas com mais ênfase, as simulações do Posto de Altamira, sub-bacia 12, em razão do objetivo da pesquisa. O resultado da simulação da sub-bacia 12, foi comparado às vazões observadas do posto da Altamira, por meio de hidrogramas de vazões médias mensais de longo termo, o que permitiu observar o desempenho do MHD-INPE na região de estudo, e se a sazonalidade teve um comportamento satisfatório. O hidrograma é a representação gráfica da variação da vazão ao longo do tempo e permite que seja

observado volume total, distribuição sazonal de vazão e fluxo (TASSI; COLLISCHONN, 2004). O período 1970-1990 foi escolhido por ser o período de dados observáveis disponíveis para a Amazônia para a realização da calibração do modelo.

Na etapa seguinte, os resultados das Projeções futuras são comparados com os resultados das simulações de 1970-1990, utilizando as informações do modelo atmosférico regional Eta para o clima atual como dados de entrada do modelo hidrológico MHD-INPE, denominado por linha base.

Os resultados das projeções são disponibilizados em séries de 30 anos de dados diários. Para fazer as comparações, os dados diários foram transformados em médias mensais. Essas comparações, foram realizadas com as 13 sub-bacias, para ver o comportamento futuro da vazão e da sazonalidade, em toda a bacia, em relação ao clima atual e a variabilidade entre os dois modelos escolhidos em cada período de tempo, conforme o cenário escolhido.

Finalizando essa parte, foi calculada a estimativa de redução ou aumento de vazão dos períodos. Para isso, se fez a diferença entre as séries de médias mensais de cada período das projeções e as séries simuladas de médias mensais do clima atual – 1970-1990.

#### **4.6.2. CURVAS DE PERMANÊNCIA**

As vazões diárias das projeções futuras de ambos os cenários e as vazões diárias do cenário histórico 1970- 1990, foram utilizadas para traçar as curvas de permanência da sub-bacia de Altamira. A comparação entre os cenários, vistos sob o prisma dessas curvas, permite compreender melhor a variabilidade das vazões na bacia e, os efeitos das mudanças climáticas nessa variabilidade. Também é realizado uma análise em relação a vazão de longo termo – MTL. Não foram consideradas para análise, nesse primeiro momento, as imposições de outorga de vazão ecológica e de uso consultivo.

Na segunda parte de análise das curvas de permanência, foram considerados a vazão ecológica e de uso consultivo. Para isso, foram subtraídos das vazões do clima atual e das vazões projetadas, a vazão ecológica e, avaliado a partir da vazão de 50%

(Q50) até a vazão de 100% (Q100) para ver qual poderá ser a disponibilidade de vazões nos períodos de estiagem.

As Curvas de Duração de Fluxo, conhecidas como Curvas de Permanência ou em seu termo em inglês: Flow Duration Curve – FDC, são ferramentas amplamente utilizadas na hidrologia para resumir os resultados de estudos de recursos hídricos detalhados e complexos em apenas um gráfico. Essas curvas facilitam o entendimento das informações hidrológicas mesmo de gestores que não possuem conhecimento aprofundado na área (VOGEL E FENNESSEY, 1995). Também costumam ser usadas, para resumir os impactos de possíveis cenários de mudanças climáticas no sistema de recursos hídricos, ilustrando graficamente o impacto das diferenças regionais em geologia, clima e fisiografia sobre a resposta hidrológica das bacias hidrográficas (RODRIGUEZ *et al.*, 2010; SIQUEIRA JÚNIOR *et al.*, 2015; VOGEL; FENNESSEY, 1995).

As FDCs (Figura 18) representam a relação entre a magnitude e a frequência do fluxo (vazão) diário, semanal, mensal ou algum outro intervalo de tempo para uma determinada bacia hidrográfica. As vazões (Q) são plotadas contra a probabilidade de excedência (p), fornecendo estimativas da frequência de excedência das magnitudes observadas na série temporal de vazão, isto é: temos a frequência com que uma vazão qualquer foi igualada ou superada dentro do período amostrado (VOGEL E FENNESSEY, 1994).

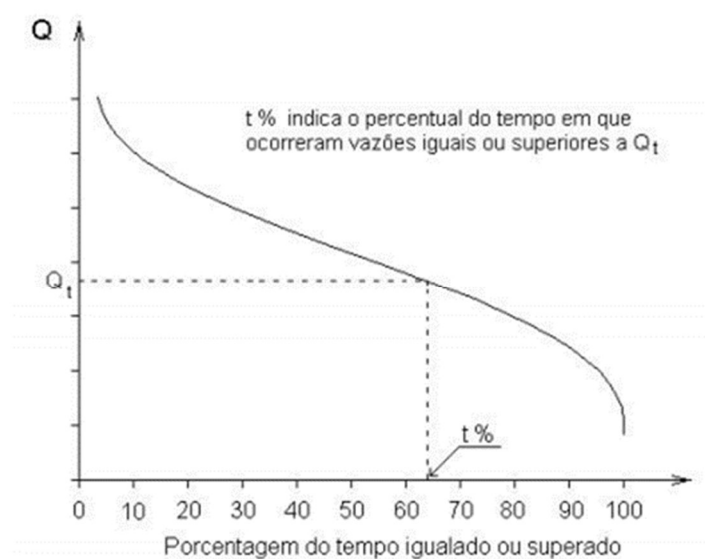


Figura 18 - Curvas de Duração de Fluxo (FDC) ou Curvas de permanência

Fonte: Elementos de Hidrologia aplicada – Barbosa Jr., A. R.

No Brasil, as curvas de permanência são muito utilizadas para a finalidade de outorga dos recursos hídricos, onde se emprega a vazão de permanência de 90% ou 95% - Q95 (MMA e ANA, 2005). A outorga é o instrumento da Política de Recursos Hídricos que tem o objetivo de assegurar o controle quantitativo e qualitativo dos usos da água. Assim, para que seja emitida outorga é necessário que seja verificada a disponibilidade hídrica e a adequação do empreendimento a essa disponibilidade. A vazão outorgável é a quantidade de água a ser disponibilizada que considera além dos critérios hidrológicos, as metas de desenvolvimento social e econômico e a capacidade de suporte do ambiente (ANA, 2011). É importante que seja articulada com a gestão ambiental, pois quando os instrumentos de outorga e licenciamento ambiental são avaliados conjuntamente permitem que os empreendimentos sejam analisados em todas as suas fases (CNRH,2006). O Conselho Nacional de Recursos Hídricos aprovou a resolução nº 65/2006 para tratar especificamente desta questão.

No aproveitamento de potenciais hidrelétricos, o procedimento na primeira fase é realizado pela Aneel, que solicita à ANA ou ao órgão gestor estadual a Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica – DRDH e, após a obtenção, a ANEEL licita ou autoriza o aproveitamento fornecendo uma concessão, no caso de grandes usinas. Numa segunda fase, a DRDH deve ser transformada em outorga e a vigência coincide com o prazo de autorização ou concessão (ANA, 2011). Em relação a solicitações de outorga para captação a fio d'água em cursos superficiais se considera um percentual sobre a vazão de referência, que nesse caso o usual é a Q90 e Q95. A Agência Nacional de águas, geralmente usa a vazão máxima outorgável de 70% da Q95, mas não existe uma legislação referente a máxima outorgável, em razão da peculiaridade do País, podendo, assim, esse critério variar (ANA, 2011; MMA e ANA, 2005). Outra questão interessante, é que a Q95 geralmente é considerada a vazão de estiagem e também um estimador de energia firme.

O Caderno de capacitação de recursos hídricos, volume 6 da ANA (ANA, 2011), traz alguns conceitos importantes para compreensão do tema:

1. Vazão outorgável – é a vazão disponível para ser outorgada
2. Vazão de referência – são as vazões mínimas que precisam ser mantidas para garantir água no curso d'água. Essas vazões mínimas são aplicadas como referência de elevada permanência no tempo. Geralmente são utilizadas as vazões de 90% (Q90), de 95% (Q95).

3. Q90 - é a vazão constatada em um posto fluviométrico em certo período de tempo, em que em 90% deste período as vazões foram iguais ou superiores a ela, ou seja, que existe um nível de 90% de garantia de que naquela seção do rio, as vazões sejam maiores que a Q90. A definição para a Q95 é a mesma.
4. Vazão ecológica – é a vazão que necessita ser mantida no rio para atender os requisitos de conservação ou de preservação do meio ambiente
5. Vazão remanescente - acrescenta ao conceito de vazão ecológica, os usos dos recursos hídricos que devem ser preservados a jusante da intervenção no rio, a navegação e as vazões mínimas para atender os outros usos múltiplos.

No caso da outorga da UHE Belo Monte, ficou definido um Hidrograma Ecológico a ser mantido no trecho de vazão reduzida - TVR. A nota técnica do Cálculo da Garantia Física da UHE Belo Monte (EPE-DEE-RE-004/2010), a Resolução 48/2011, que concedeu a outorga de direito de uso à Norte Energia S.A., e a resolução nº 1041/2013, definiram os critérios técnicos a serem adotados, conforme o Quadro 5- Hidrograma Ecológico da UHE Belo Monte.

*Quadro 5- Hidrograma Ecológico da UHE Belo Monte*

**Vazao Minima no Trecho de Vazao Reduzida (TVR) por mês em m3/s**

Meses	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Hidrograma A	1.100	1.600	2.500	4.000	1.800	1.200	1.000	900	750	700	800	900
Hidrograma B	1.100	1.600	4.000	8.000	4.000	2.000	1.200	900	750	700	800	900

#### **4.7. CURVAS DE DURAÇÃO DE POTENCIA - EFETIVA**

A parte da análise dos impactos das mudanças climáticas na geração hidrelétrica, foram estimados, usando as Curvas de Duração de Potência, metodologia de VOGEL E FENNESSEY (1995), que foi desenvolvido para estudar a viabilidade das plantas hidrelétricas a fio d'água. Em inglês, o método é conhecido pelo nome Power Duration Curve - PDC. No decorrer deste texto, para se referir as Curvas de Duração de Potência, foi usada sua sigla - PDC.

As PDCs foram calculadas a partir das curvas de permanência – FDC, sendo considerado o Hidrograma Ecológico da UHE Belo Monte (Figura 19). Dessa forma, foram subtraídos das vazões observadas e projetadas a vazão ecológica, que não pode

ser destinada para geração. As vazões resultantes que podem ser destinadas a geração são chamadas nesse trabalho de Vazões disponíveis.

Com base nas vazões disponíveis diárias foi feita, primeiramente, a conversão para Curvas de Duração de Potência utilizando a fórmula da Potência Efetiva, sendo considerado o rendimento do conjunto turbina-gerador em 0,918, conforme informações disponíveis na Nota Técnica do Cálculo da Garantia Física da UHE Belo Monte (EPE-DEE-RE-004/2010-R0, 2010):

$$PE (MW) = Q \times h \times g \times p \times n / 10^6 \quad (\text{Equação 1})$$

Sendo,

PE – Potência Efetiva (MW)

Q – vazão m<sup>3</sup>/s

h – queda nominal

g – aceleração da gravidade – 9,8 m/s<sup>2</sup>

p – densidade da água – 1000 Kg/m<sup>3</sup>

n- rendimento conjunto turbina gerador – 0,918

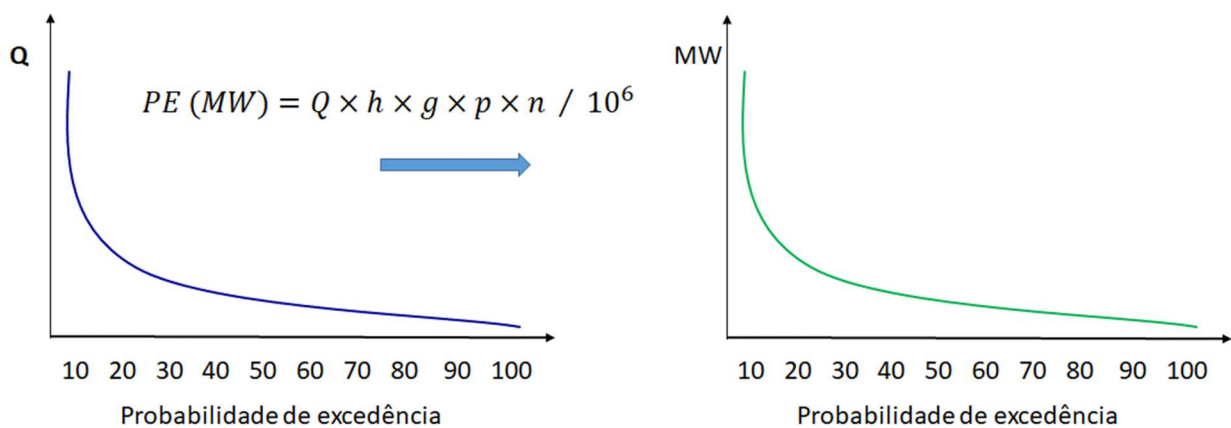


Figura 19- Processo do Cálculo das Curvas de Duração de Potência

As comparações são feitas da mesma forma que nas curvas de permanência, ou seja, os três períodos das projeções, em relação ao simulado para o período histórico (Linha base). Resumindo, essa curva foi utilizada para se ter uma melhor visualização do período em que a Usina poderá ficar inoperante ou com uso bem abaixo de sua capacidade instalada.

#### 4.8. POTÊNCIA DISPONÍVEL EM MÉDIAS MENCIAIS

Para calcular a estimativa de potência disponível em médias mensais, de forma simplificada, para a casa de força principal da UHE, foram utilizadas as séries temporais de médias mensais de cada período das projeções e a série simulada para o período histórico (linha base), da sub-bacia de Altamira, e aplicada a formula da potência disponível, que é a potência efetiva mais os índices recomendados pelo BRACIER (Quadro 6) dos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada – TEIF e Programada – IP:

$$PD (MW) = PE \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (\text{Equação 2})$$

Os índices de indisponibilidades de referência de usinas hidrelétricas foram elaborados em 1986, pelo Comitê Brasileiro da Comissão de Integração Elétrica Regional (CIER) – BRACIER e foram adotados na nota técnica do cálculo da garantia física da Usina em estudo.

Quadro 6- Tabela Bracier - Fonte: EPE

<b>Índices recomendados pelo BRACIER:</b>	<b>TEIF</b>	<b>IP</b>
<b>10-30 MW</b>	0,02333	0,06861
<b>30-59 MW</b>	0,01672	0,05403
<b>60-190 MW</b>	0,02533	0,08091
<b>200-499 MW</b>	<b>0,02917</b>	<b>0,12122</b>

Com os resultados, foram estimados os números de turbinas que estariam operando em cada mês, sendo considerada nos cálculos a capacidade das turbinas poderem operar com carga parcial de 60 %, que é o quanto de vazão mínima que pode

passar pela turbina sem perigo da ocorrência de cavitação. A turbina tem uma vazão ótima para que possa operar, no momento que essa vazão se reduz, pode ocorrer formação de bolhas de ar ocasionando danos com o passar do tempo, nas pás das turbinas, trazendo perda de eficiência e paradas prolongadas para manutenção.

Essa estimativa permitiu começar a avaliar como será a utilização da capacidade da usina, no decorrer dos meses, nos três períodos de projeções, tanto para o modelo HadGEM2-ES, como para o modelo MIROC5, em ambos os cenários.

#### **4.9. CURVAS DE DURAÇÃO DE POTENCIA – DISPONÍVEL**

As Curvas de duração de potência disponível mostram o impacto das mudanças climáticas na estimativa da potência disponível e seu reflexo na energia firme da UHE Belo Monte. A diferença entre as curvas de duração de potência disponível para as curvas de potência disponível em médias mensais, são as análises das séries que são feitas em base diária, o que permite de forma mais consistente, a aplicação do hidrograma ecológico. A fórmula do cálculo da curva de duração de potência disponível é a mesma da curva de potência disponível em médias mensais (equação 2). A Figura 20 demonstra o processo do cálculo que, como as curvas de duração de potência efetiva, tem como base as curvas de permanência.

Nessa fase, também, foi calculado a estimativa de tempo em que a casa de força principal poderá ficar ociosa. Para se realizar o cálculo, se utilizou as informações contidas na nota técnica da EPE da vazão nominal necessária para a operação de uma turbina e se aplicou a porcentagem de 60%, que corresponde à quantidade de vazão mínima em que a turbina pode operar sem a ocorrência de cavitação, portanto, sem risco de ocasionar danos no equipamento (EPE-DEE-RE-004, 2010). Com a vazão mínima, se aplicou a fórmula da Potência Disponível e localizou o seu valor correspondente na curva de duração de potência disponível. Encontrando a sua ocorrência no tempo, se reduziu do tempo total. Esse processo foi realizado também para os períodos das projeções.



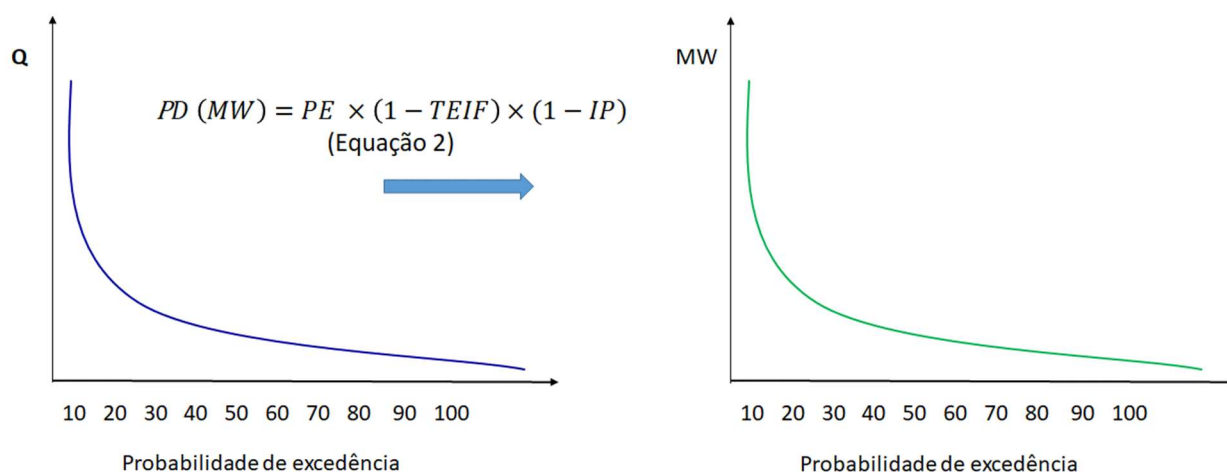


Figura 20 - Processo do Cálculo das Curvas de Duração de Potência Disponível

#### 4.10. EMISSÕES DE CO<sub>2</sub> POR COMPENSAÇÃO

Nessa etapa, foram calculadas estimativas de emissões de CO<sub>2</sub>, para que pudesse ser feita a análise do que representa a construção da UHE Belo Monte e sua relevância, tanto para a segurança energética como o seu alinhamento com os compromissos de redução de emissões, feitos pelo Brasil, por meio da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC).

Considerando as regras de comercialização de energia elétrica, onde os contratos com as termelétricas são feitos por disponibilidade, tendo na sua remuneração uma parte fixa a título de cobertura de custos fixos para a disponibilização da usina no sistema, foi adotado a seguinte linha de raciocínio para esse cálculo:

1 - Se as termelétricas são remuneradas mesmo sem operarem, esse custo já é computado, sendo assim, no caso de necessidade de complementação da carga, o acionamento dessas usinas podem ter custos mais atrativos, em razão de parte já estar sendo remunerado;

2- Se a UHE Belo Monte, não fosse construída ou se sua geração de energia fosse reduzida em razão dos efeitos das mudanças climáticas, a energia necessária para atender a demanda seria compensada pelo acionamento das usinas térmicas.

Assim, foram estimadas as emissões que foram evitadas com a construção da UHE Belo Monte, e as emissões que poderão ser emitidas para complementar a demanda, caso o desempenho da usina seja afetado pelas mudanças climáticas.

Para fazer esse cálculo, se optou por uma metodologia simples, onde se transformou a potência disponível em médias mensais. Para fazer essa estimativa, foi calculado, primeiramente, a energia gerada pela usina em MWh para os três períodos das projeções e para a simulação do período histórico. Para isso, se adicionou na fórmula da potência disponível, o tempo em que estará operando a usina mensalmente. Foram consideradas 24 horas para o dia e 30 dias para mês, pois na fórmula já estão embutidas a Indisponibilidade Forçada – TEIF e Programada – IP.

$$EG (MWh) = PD \times n^{\circ} \text{ de horas DIA} \times n^{\circ} \text{ de dias MÊS} \quad (\text{Equação 3})$$

Com o resultado mensal da energia gerada, foram determinadas as emissões evitadas (equação 4) com a construção da usina, com base em um Fator de Emissões médio ponderado de 0,286 tCO<sub>2</sub>/MWh, determinado a partir dos valores publicados na literatura para os combustíveis fósseis (BESSA, 2010; IPCC, 2007; MCTI, 2015) usado nas usinas térmicas. Não foram considerados nos cálculos, as emissões durante a construção de Usina.

Para o cálculo das estimativas de emissões, da compensação da energia não gerada pela utilização de usinas térmicas, para complementar a demanda, foi aplicado o mesmo fator na diferença de geração. A diferença de geração é a subtração do resultado da energia gerada de cada período das projeções, do resultado da energia gerada do período histórico.

A seguir as fórmulas dos cálculos das emissões evitadas e das emissões por compensação.

$$E_{Evitadas} = EG (MWh) \times 0,286 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \quad (\text{Equação 4})$$

Onde,

$$E_{Evitadas} = \text{Emissões evitadas}$$

$EG$  (MWh) = Energia gerada em MWh

Fator de Emissões médio ponderado = 0,286 tCO<sub>2</sub>/MWh

$$EG_{Diferença} (MWh) = EG (MWh) - EG_{Projetada} (MWh) \quad (\text{Equação 5})$$

$$E_{Compensação} = EG_{Diferença} (MWh) \times 0,286 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \quad (\text{Equação 6})$$

onde,

$EG_{Diferença}$  = Diferença de geração

$EG$  = Energia gerada do período histórico

$EG_{Projetada}$  = Energia gerada - projeções

$E_{Compensação}$  = Emissões por compensação

#### 4.11. CUSTO DO MW PELA COMPENSAÇÃO DE GERAÇÃO POR TERMELÉTRICA

Em relação a dimensão econômica do desenvolvimento sustentável, foi calculado uma estimativa simples do impacto no preço do MW com a substituição da geração hidroelétrica pela geração térmica. Para fazer esse cálculo, foram utilizadas as diferenças de geração calculadas na etapa anterior em MWh, transformadas para MW (equação 7), e multiplicado pela diferença entre o preço R\$/MW estipulado para venda de energia da UHE Belo Monte e o preço R\$/MW da tarifa de geração da termelétrica (equação 8 e 9).

$$EP_{DIF} (MW) = \frac{EG_{Diferença} (MW)}{(n^{\circ} \text{ de dias MÊS} \times n^{\circ} \text{ de horas DIA})} \quad (\text{Equação 7})$$

$$T_{Acrécimo} (R\$) = (T_{Termelétrica} (R\$/MW) - T_{Hidrelétrica} (R\$/MW)) \quad (\text{Equação 8})$$

$$CUSTO (R\$) = EP_{DIF} (MW) \times T_{Acrécimo} (R\$) \quad (\text{Equação 9})$$

onde,

$EP_{DIF} (MW)$  = Diferença de Potência

$T_{Acréscimo}$  (R\$) = valor acrescido no preço do MW

$T_{Termelétrica}$  (R\$) = valor médio do MW das termelétricas

$T_{Hidrelétrica}$  (R\$) = valor do MW na UHE Belo Monte

O preço de energia gerada por termelétrica foi uma média composta pelos valores definido nos leilões de termelétrica que ocorreram nos anos de 2005 até 2017, com combustível a óleo diesel, Óleo Combustível B1 (Alternativo: Óleo Diesel), Óleo Diesel (Alternativo: Biodiesel), Óleo Combustível e Carvão mineral. Os totais de empreendimentos leiloados nesse período foram de 42 usinas termelétricas e o valor considerado do preço da energia foi de R\$ 136,55/MW. (ANEEL, 2017a).

O valor do preço de venda de energia da UHE Belo Monte foi estipulado no Leilão nº 06/2009, no valor de R\$ 78,00/MW e destinou 70% (setenta por cento) da energia a ser gerada pela usina ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e 10% (dez por cento) para o Consumidor, que destinará essa parcela de energia, para uso exclusivo, obtendo o Preço de Venda no valor de R\$ 77,97/MWh (DIARIO OFICIAL DA UNIÃO, 2010).

Para a análise dos resultados dessa fase, é importante compreender a questão teórica que envolve essa dimensão do desenvolvimento sustentável e sua interface com a dimensão ambiental. A sustentabilidade econômica está além do crescimento econômico ou de acúmulo de riquezas, pois engloba a questão do direito ao trabalho digno com distribuição de renda, estimulando as potencialidades locais e diversificação de setores (MENDES, 2009). Segundo RATTNER (1999), ela acontece por meio de como é realizado a alocação e gestão dos recursos e por um contínuo investimento público e privado, onde a eficiência econômica é avaliada em função de diminuir a diferença existente entre os critérios microeconômicos e macroeconômicos, ou seja, saber usar os recursos naturais do planeta inseridos num contexto de mercado competitivo, de forma eficiente, buscando corrigir distorções no mercado pela internacionalização de custos ambientais e/ou reformas fiscais. Assim, a sustentabilidade pode ser alcançada pela racionalização econômica local, nacional e global (RATTNER, 1999). Para uma sinergia com a dimensão ambiental, o conceito não pode se restringir ao crescimento econômico e eficiência produtiva, pois a natureza não

é dotada de recursos ilimitados para proporcionar crescimentos ilimitados. O crescimento econômico é vinculado a capacidade de renovação dos sistemas naturais e parcimônia na exploração dos recursos que são finitos, substituindo o uso de recursos não renováveis por recursos renováveis (DALY, 2004; RATTNER, 1999; SACHS, 2002).

Em relação ao mercado de energia, significa dar preferência por uso de fontes renováveis para geração de energia, a custos econômicos acessíveis para o desenvolvimento e garantindo o menor impacto para o meio ambiente. Não se pode garantir segurança energética a custos maciços de emissões de GEE.

#### **4.12. ESTOQUE E SEQUESTRO DE CO<sub>2</sub> REFERENTE À ÁREA DE FLORESTA PRESERVADA E DESMATADA NA UHE BELO MONTE**

Considerando a mudança do projeto da UHE Belo Monte para uma usina com reservatório a fio d'água, com propósito de reduzir os impactos ambientais, é importante analisar os efeitos dessa redução de área alagada sobre a preservação da floresta/cobertura verde, considerando a neutralidade do saldo da captura de CO<sub>2</sub> por ser floresta madura. Para isto, deve-se estimar o estoque de carbono que ficou preservado pela redução da área do reservatório e o estoque de carbono que foi removido para a implantação do reservatório.

Para essa estimativa do estoque de carbono, foi utilizada uma metodologia simplificada:

1) A estimativa do estoque de carbono em tonelada por km<sup>2</sup>, foi obtida pela a média aritmética dos dados fornecidos pelo INPA e MMA (167 tC/ha, 132 tC/ha e 151,33 tC/ha) e posteriormente convertida para km<sup>2</sup>.

2) A área preservada foi calculada pela diferença entre as áreas de alagamento, do projeto original com o atual (equação 10 a 12).

3) O estoque de carbono remanescente foi obtido pela multiplicação da área não desmatada pela a média da estimativa do estoque de carbono (equação 13).

4) A redução do estoque de carbono ocasionada pelo alagamento foi obtida pela multiplicação da área desmatada pela a média da estimativa do estoque de carbono (equação 14).

$$A_{Alagada} (km^2) = A_{Reservatório} (km^2) - A_{Rio} (km^2) \quad (\text{Equação 10})$$

$$A_{A\ Projeto} (km^2) = A_{Projeto} (km^2) - A_{Rio} (km^2) \quad (\text{Equação 11})$$

$$A_{Preservada} (km^2) = A_{A\ Projeto} (km^2) - A_{Alagada} (km^2) \quad (\text{Equação 12})$$

$$EC_{Ap} (tC) = A_{Preservada} (km^2) \times 151,23 \text{ tCO}_2 / km^2 \quad (\text{Equação 13})$$

$$EC_{Aa} (tC) = A_{Alagada} (km^2) \times 151,23 \text{ tCO}_2 / km^2 \quad (\text{Equação 14})$$

Onde,

$A_{Alagada}$  = Área alagada, ou seja, área que foi desmatada para formar o reservatório

$A_{Reservatório}$  = Área do reservatório

$A_{Rio}$  = Área do reservatório referente ao leito do rio Xingu

$A_{A\ Projeto}$  = Área alagada do projeto original, ou seja, área que seria desmatada para formar o reservatório

$A_{Preservada}$  = Área preservada de floresta pela redução do tamanho do reservatório

$EC_{Ap}$  = Estoque de carbono da área preservada ( $A_{Preservada}$ )

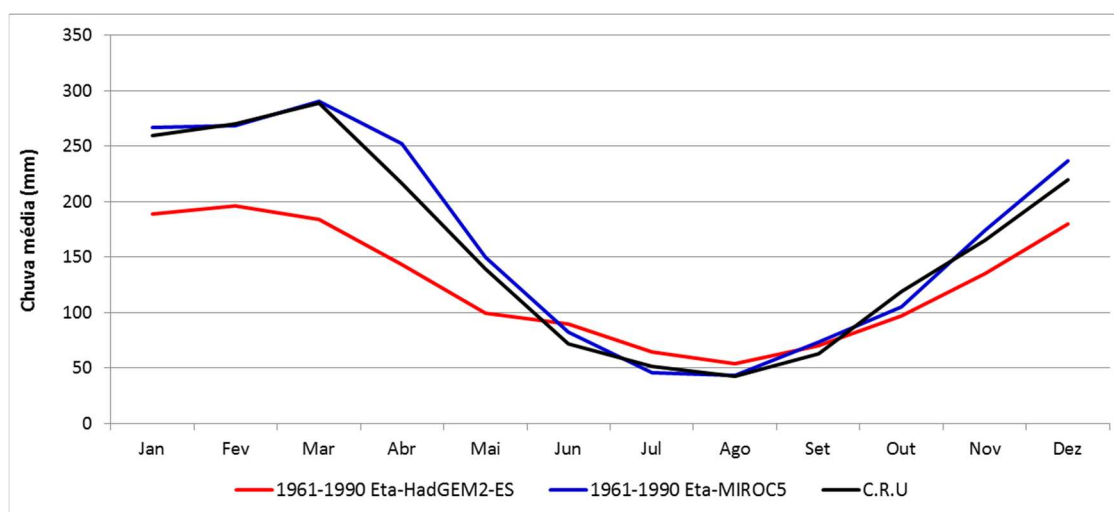
$EC_{Aa}$  = Estoque de carbono da área alagada ( $A_{Alagada}$ )

## 5. RESULTADOS, DISCUSSÃO E ANÁLISES

### 5.1. PRECIPITAÇÃO

No Gráfico 9, temos a comparação do ciclo anual de precipitação para o período 1961-1990, das observações provenientes do Climate Research Unit – CRU e das simulações Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5 para a região da Bacia do Xingu. Observamos que o ETA-MIROC5 é mais aderente as observações que o Eta-HadGEM2-ES. No período mais úmido, os resultados do Eta-HadGEM2-ES é extremamente mais seco que os dados observados e que as simulações do Eta-MIROC5. No período seco, ele apresenta precipitação maior que dos dados observados e dos simulados do Eta-MIROC5. As simulações do Eta-MIROC5, mostram volumes ligeiramente maiores de precipitação em relação a precipitação observada nos meses em que abrange parte do período úmido (FMA) e a transição para o período seco (MJJ). No período seco (ASO) o comportamento está bem aderente aos dados observados. Quanto à sazonalidade anual, ambas as simulações reproduziram bem os trimestres secos e úmidos. Não obstante, o Eta-HadGEM2-ES antecipou um mês o máximo de precipitação enquanto que o Eta-MIROC5 antecipou um mês o mínimo.

*Gráfico 9- Precipitação média mensal – Simulação de 1961-1990 dos modelos Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5 e Observação C.R.U 1961-1990*



Na Figura 21, temos o mapa da região com a Diferença da Precipitação Média Climática trimestral, entre o período de 1961-1990, em mm/dia, para as simulações do

Modelo Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5. Nos mapas podemos identificar de forma mais detalhada e espacial as variações das simulações dos modelos em relação aos dados observados (período histórico), lembrando que os trimestres são divididos em FMA, MJJ, ASO e NDJ, em razão da sazonalidade anual.

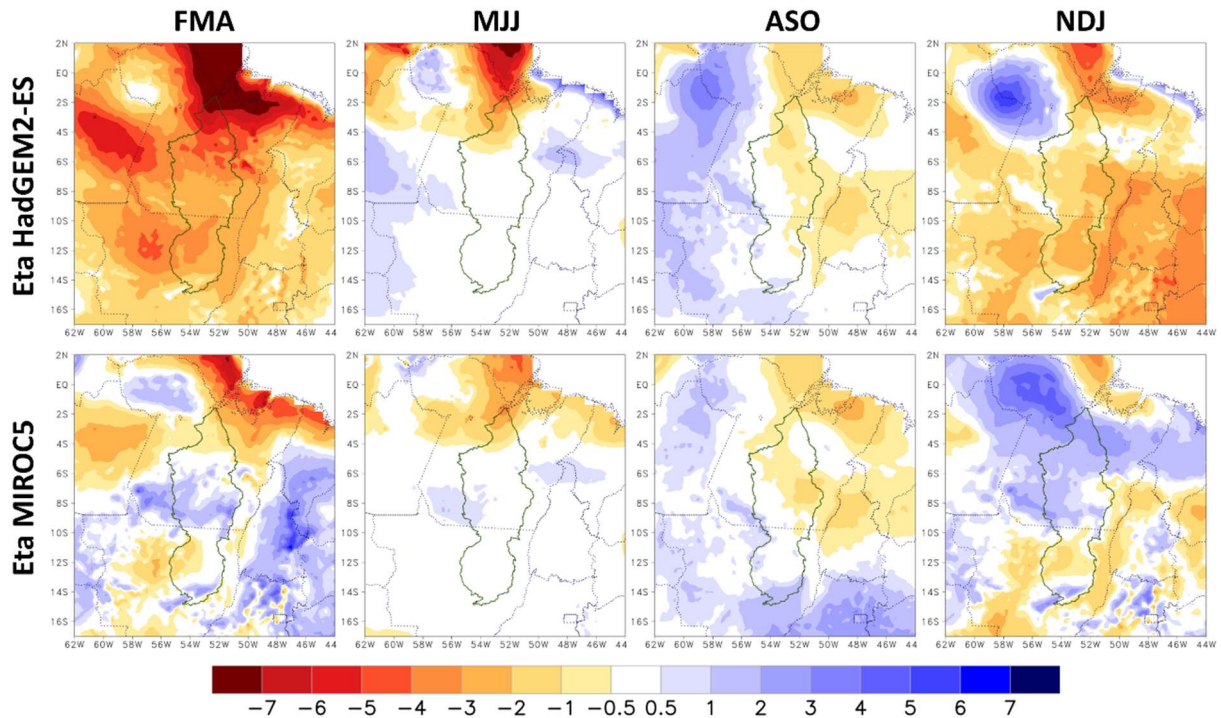


Figura 21- Diferença da Precipitação Média Climática no período de 1961-1990, em mm/dia, para as simulações do Modelo Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestres FMA, MJJ, ASO e NDJ.

A simulação do Eta-MIROC5 nos mapas, se mostra mais aderente às observações, entretanto, nos trimestres MJJ e ASO, transição para o período seco e período úmido respectivamente, a aderência às observações são boas para os dois modelos na região da bacia. As diferenças, dentro da área da bacia, acontecem em todos os trimestres, sendo que no período de transição do período seco para o úmido (NDJ) e no período úmido (FMA) de forma mais intensa. Importante destacar que essas diferenças nas simulações Eta-HadGEM2-ES são mais acentuadas no trimestre FMA, de -4 a -7 mm/dia, para a região do baixo curso do Rio Xingu, onde fica localizada a UHE Belo Monte e entre -3 e -4 na parte alta da bacia, onde se forma a vazão. Apesar dessas diferenças entre simulações e observações, o Gráfico 9 mostra que a sazonalidade foi bem capturada sobre toda a região.



Em relação as projeções, as figuras de Figura 22 a 25 mostram os campos das diferenças de precipitação entre as médias climáticas trimestrais projetadas para os três períodos de tempo: 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2099, e as simulações de 1961-1990 dos modelos Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5 e para os cenários de emissão RCP 4.5 e RCP 8.5. As análises nos mapas são realizadas dentro dos limites da Bacia do Xingu.

No trimestre FMA (Figura 22), que corresponde ao período anual de mais umidade e volume de chuvas, observamos que existe redução da precipitação na região da bacia em todos os períodos futuros, em ambos os modelos e cenários, com exceção do período 2041-2070 do modelo HadGEM2-ES, no cenário RCP 4.5, que nas regiões da nascente do Xingu e parte do alto Xingu não existe variação.

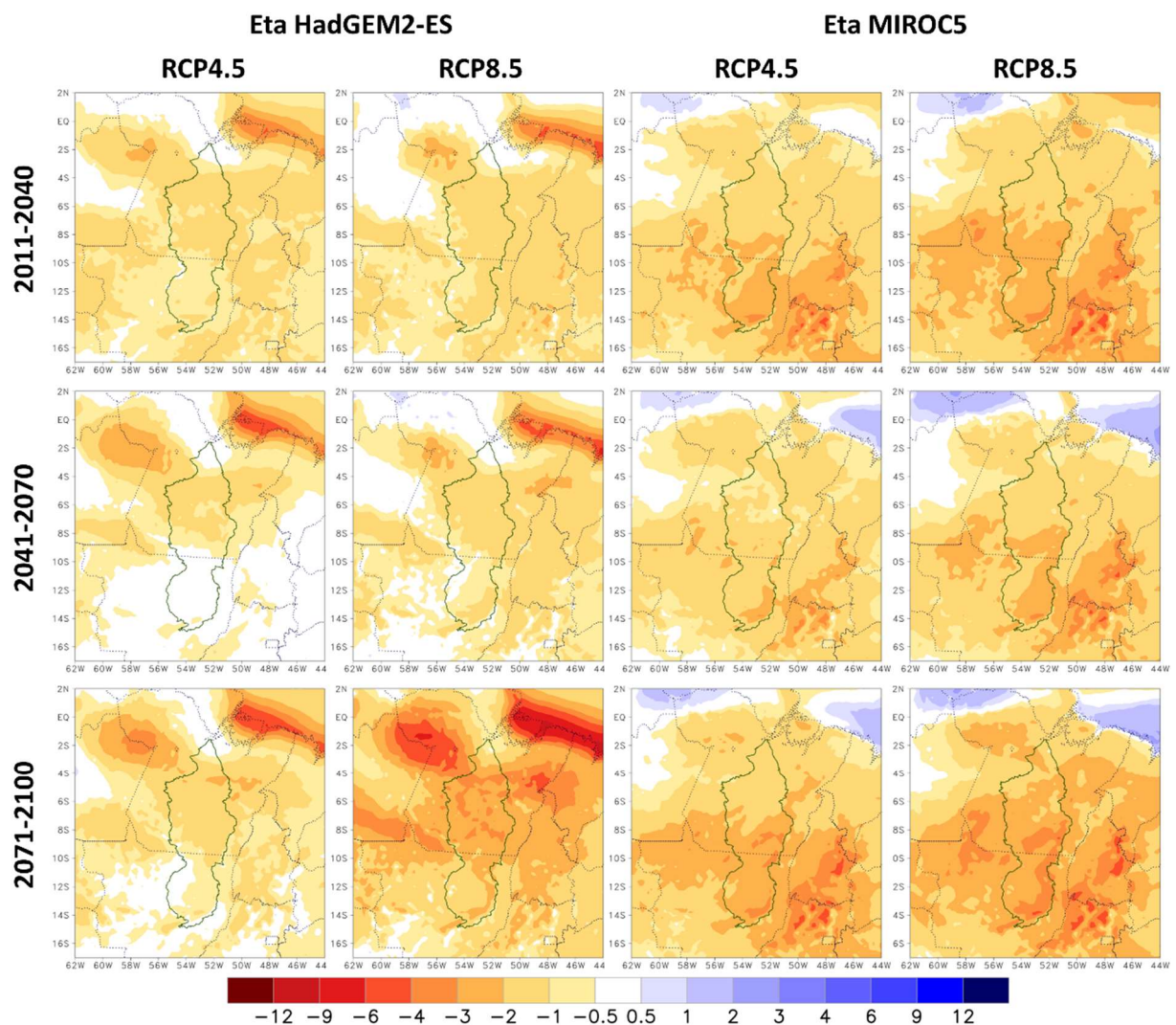


Figura 22 - Diferença da Precipitação Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, em mm/dia, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre FMA (Fonte de Dados: INPE)

O Quadro 7, resume a variação da diferença de precipitação do mapa (Figura 22), apontando para uma redução de precipitação que pode chegar a 360 mm no trimestre, até o final do século. Nota-se, também, que tanto no cenário RCP 4.5, como no cenário RCP 8.5, o modelo Eta-MIROC5 apresenta reduções mais extremas que no modelo Eta-HadGEM2-ES.

*Quadro 7- Diferença da Precipitação -Trimestre FMA - Período úmido*

HadGEM2-ES		MIROC5	
RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8.5
-0.5 a -2 mm/dia	-0.5 a -4 mm/dia	-0.5 a -4 mm/dia	-1 a -4 mm/dia
≅	≅	≅	≅
-45 a -180 mm	-45 a -360 mm	-45 a -360 mm	-90 a -360 mm

Restringindo para a área delimitada da bacia, o modelo Eta-MIROC5 mostra maiores reduções em ambos os cenários, com exceção do período 2071-2100, do Eta HadGEM2-ES, no cenário RCP 8.5, onde as reduções se apresentam maiores, podendo chegar até 4 mm/dia. Como a vazão que chega na região do baixo Xingu, onde se localizada a usina, é o resultado da precipitação que se acumula em toda a área de drenagem de águas acima desse ponto, vemos que essa redução de precipitação causará impacto no regime de vazão do rio e por consequência afetará a usina.

No trimestre MJJ, que é o de transição do período úmido para o seco - Figura 23, o modelo Eta-HadGEM2-ES somente apresenta redução na área da região do Baixo Xingu. No cenário RCP 8.5, observamos aumento de precipitação de até 1 mm/dia em partes da região da UPH Iriri e no Médio Xingu. O modelo Eta-MIROC5, apresenta reduções em ambos os cenários em toda área da bacia, com exceção da área da UPH da nascente do Xingu. O Quadro 8, resume a variação da diferença na região, sendo que no cenário RCP 8.5 a redução abrange áreas maiores.

*Quadro 8- Diferença da Precipitação -Trimestre MMJ*

HadGEM2-ES		MIROC5	
RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8.5
até -1 mm/dia	+1 a -1 mm/dia	-0.5 a -2 mm/dia	-0.5 a -2 mm/dia
≅	≅	≅	≅
- 90 mm	+90 a - 90 mm	- 45 a - 180 mm	- 45 a -180 mm

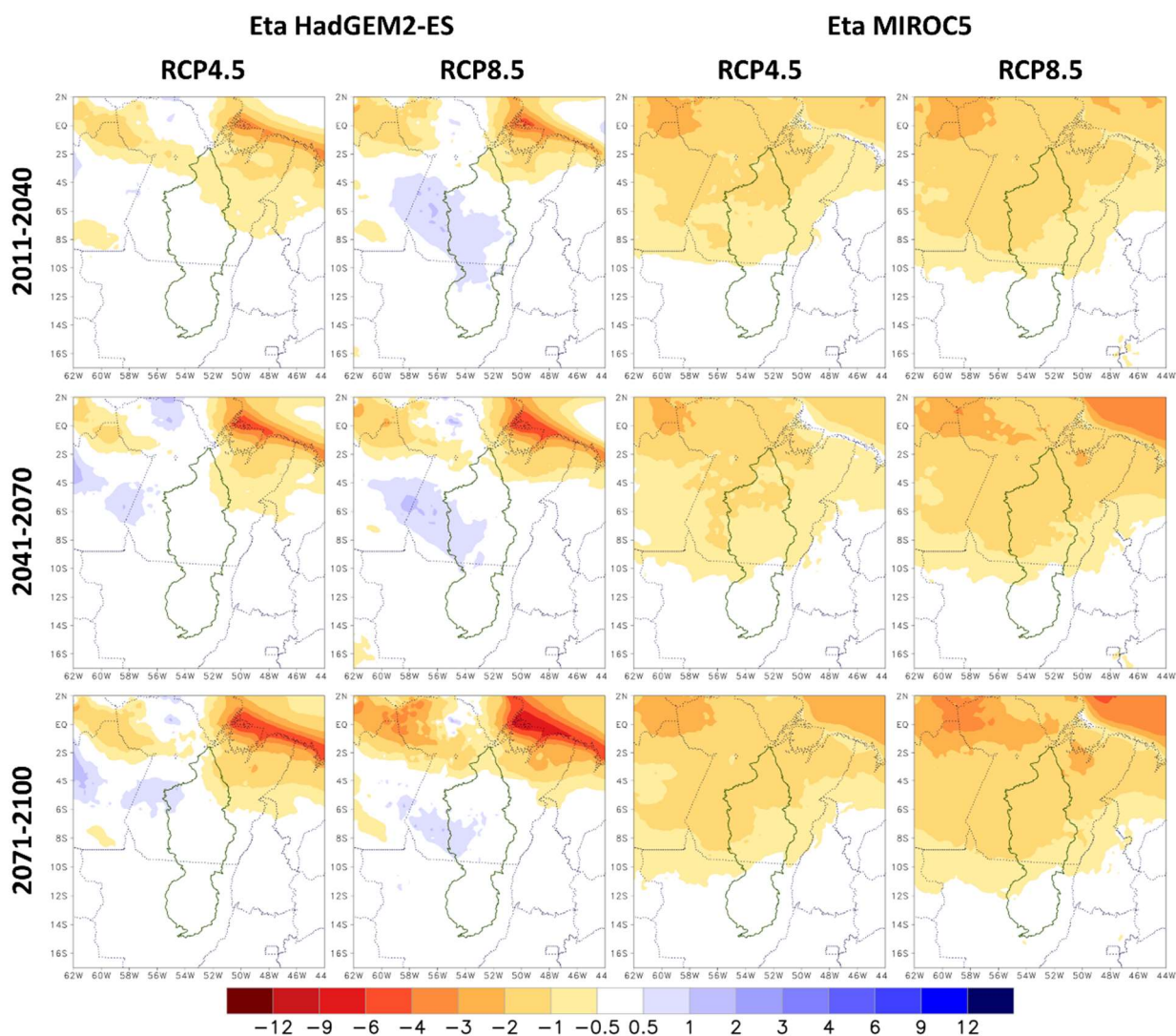


Figura 23 - Diferença da Precipitação Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, em mm/dia, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre MJJ. (Fonte de Dados: INPE)

No período seco, que corresponde ao trimestre ASO - Figura 24, as projeções apresentam reduções da precipitação em diferentes regiões da bacia, contendo partes, como a área do baixo Xingu, que chegam a não apresentarem reduções. O Quadro 9, mostra resumidamente essas variações, com reduções abrangendo uma área maior no cenário RCP 8.5, nos dois modelos.

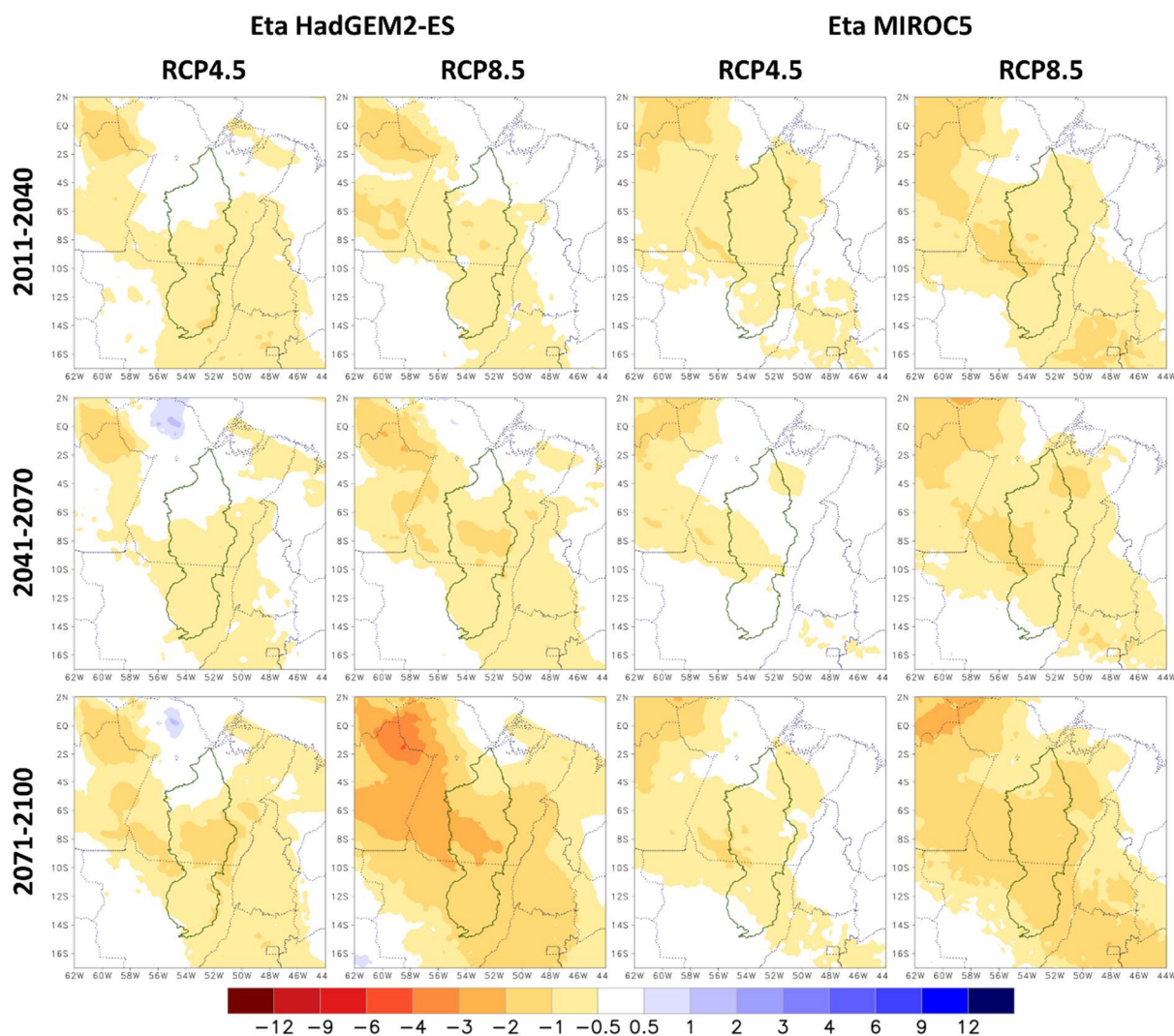


Figura 24- Diferença da Precipitação Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, em mm/dia, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre ASO. (Fonte de Dados: INPE)

Quadro 9- Diferença da Precipitação -Trimestre ASO - Período seco

HadGEM2-ES		MIROC5	
RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8.5
-0.5 a -3 mm/dia	-0.5 a -4 mm/dia	-0,5 a -2 mm/dia	-0,5 a -3 mm/dia
≅	≅	≅	≅
-45 a -270 mm	-45 a -360 mm	-45 a -180 mm	-45 a -270 mm

Na transição do período seco para o úmido, trimestre NDJ - Figura 25, o Modelo Eta-MIROC5 apresenta reduções para toda a região da bacia em ambos os cenários, sendo o período de 2071-2100, no cenário RCP 8.5, onde aparecem as maiores alterações. No Eta-HadGEM2-ES, as maiores alterações são no cenário RCP8.5, onde,

no período de 2071-2100, pode atingir redução de até 4mm/dia. Os resumos das variações das diferenças de precipitação são apresentados no Quadro 10.

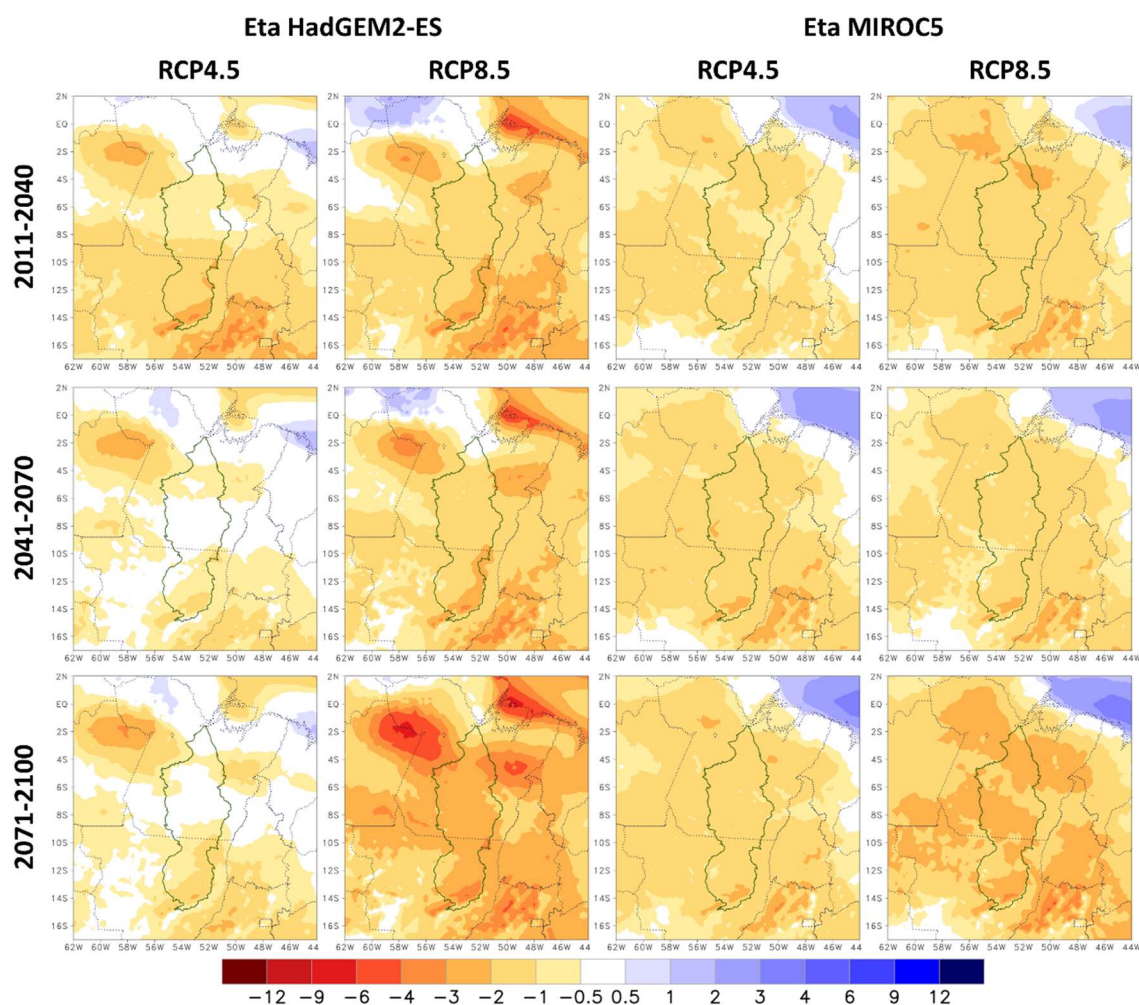


Figura 25- Diferença da Precipitação Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, em mm/dia, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre NDJ. (Fonte de Dados: INPE)

Quadro 10 - Diferença da Precipitação -Trimestre NDJ

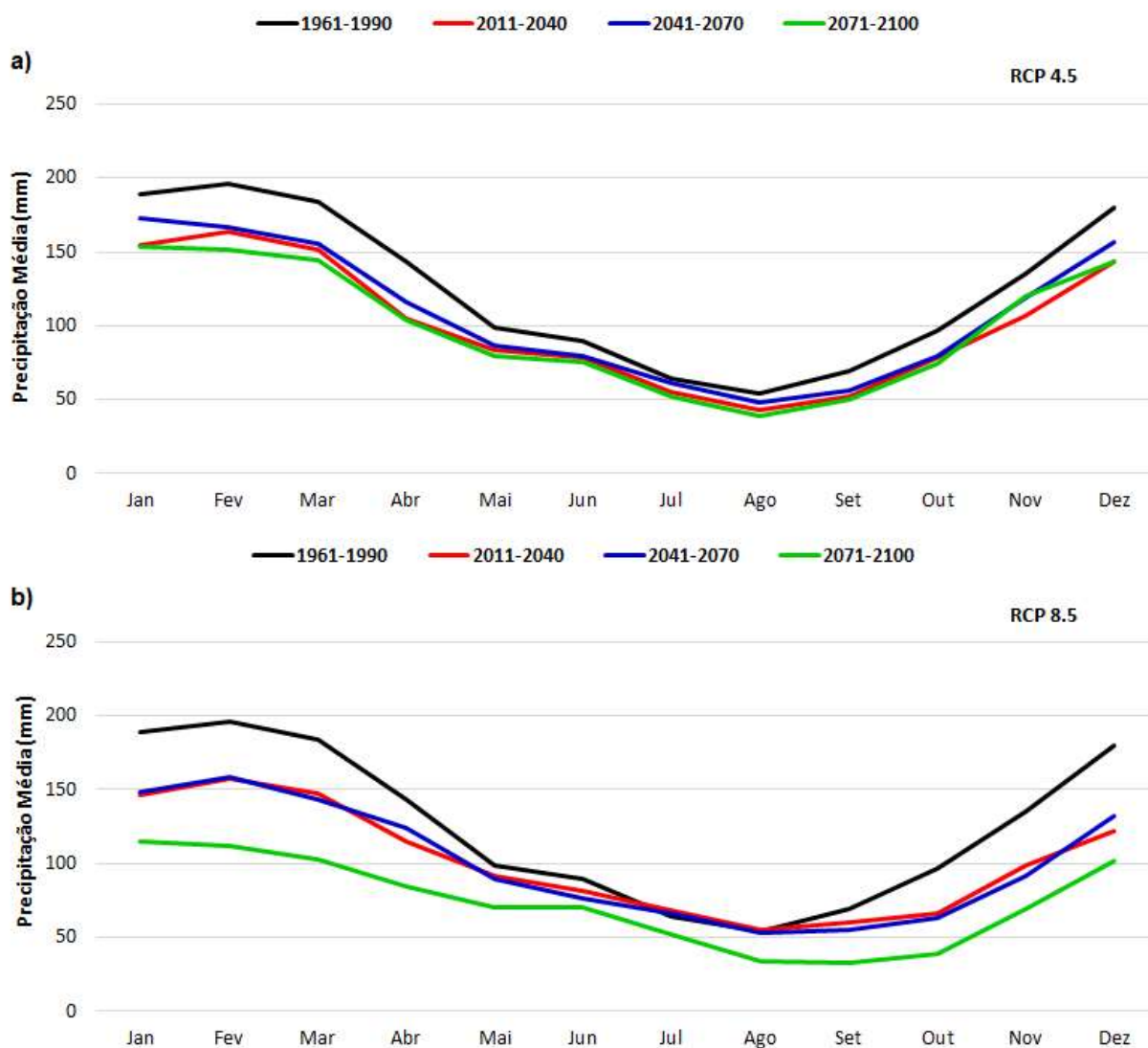
HadGEM2-ES		MIROC5	
RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8.5
-0.5 a -3 mm/dia	-0.5 a -4 mm/dia	-0,5 a -2 mm/dia	-0.5 a -3 mm/dia
≅	≅	≅	≅
-45 a -270 mm	-45 a -360 mm	-45 a -180 mm	-45 a -270 mm

Os Gráfico 10 (a) e (b), mostram o comportamento da precipitação média mensal projetada para os períodos de tempo: 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2100 do modelo

HadGEM2-ES, em comparação com a precipitação da média mensal do simulado - 1961-1990, na área de recorte da região que abrange a Bacia do Xingu.

Observa-se, que em ambos os cenários, as projeções mantêm a sazonalidade da Bacia do Xingu, sendo agosto o mês mais seco. A média de redução de precipitação para os períodos 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2100 é -19%, -14% e -21% no cenário RCP 4.5 e -19%, -21% e -41% no cenário RCP 8.5. O Quadro 11 mostra a porcentagem de redução da precipitação por período.

Gráfico 10 - Precipitação média mensal projetada por período de tempo: 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2100 e simulação de 1961-1990 – Modelo Eta-HadGEM2-ES – Cenários: a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5



Fonte de Dados: INPE

Quadro 11- Redução de precipitação por período e por mês - Eta-HadGEM2-ES

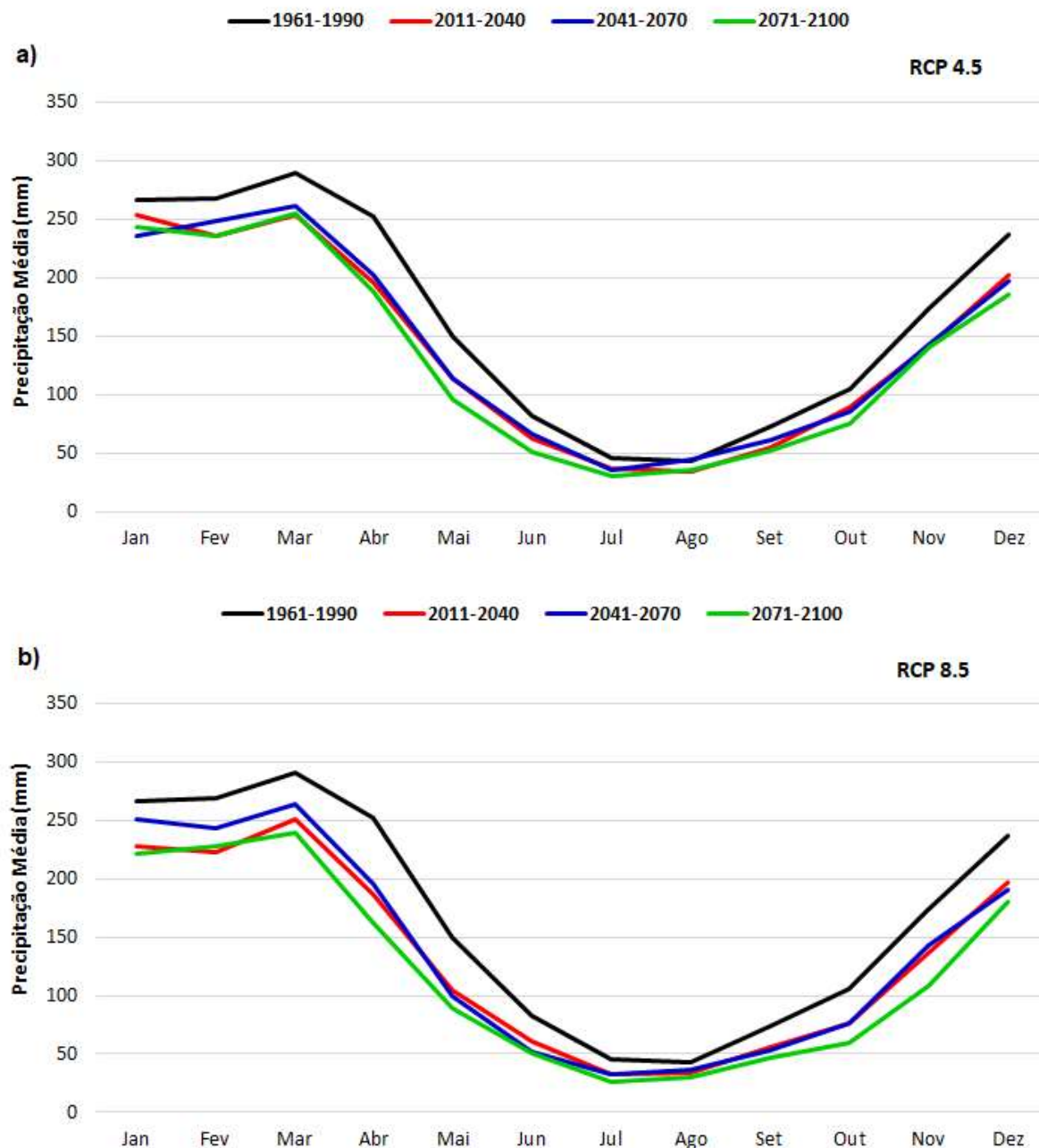
Mês	RCP 4.5			RCP 8.5		
	2011-2040	2041-2070	2071-2100	2011-2040	2041-2070	2071-2100
Jan	-18%	-9%	-18%	-22%	-22%	-39%
Fev	-17%	-15%	-22%	-20%	-19%	-43%
Mar	-17%	-15%	-22%	-20%	-22%	-44%
Abr	-26%	-19%	-27%	-19%	-13%	-41%
Mai	-16%	-13%	-19%	-7%	-10%	-29%
Jun	-12%	-12%	-16%	-9%	-15%	-21%
Jul	-14%	-5%	-19%	7%	3%	-18%
Ago	-20%	-11%	-27%	1%	-2%	-38%
Set	-26%	-19%	-28%	-14%	-21%	-54%
Out	-19%	-18%	-23%	-32%	-35%	-60%
Nov	-21%	-12%	-11%	-27%	-32%	-49%
Dez	-20%	-13%	-20%	-32%	-27%	-43%
Média	-19%	-14%	-21%	-19%	-20%	-41%

No Modelo MIROC5, Gráfico 11 (a) e (b), observamos que em ambos os cenários, as projeções têm comportamento aderente a sazonalidade da Bacia do Xingu. A média de redução de precipitação para os períodos 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2100 é -16%, -15% e -20% no cenário RCP 4.5 e -20%, -18% e -28% no cenário RCP 8.5, demonstrando que, em relação ao modelo HadGEM2-ES, o modelo MIROC5 é menos seco. O Quadro 12 mostra a porcentagem de redução da precipitação por período.

Quadro 12- Redução de precipitação por período e por mês - Eta-MIROC5

Mês	RCP 4.5			RCP 8.5		
	2011-2040	2041-2070	2071-2100	2011-2040	2041-2070	2071-2100
Jan	-5%	-12%	-9%	-15%	-6%	-17%
Fev	-12%	-7%	-12%	-17%	-10%	-15%
Mar	-12%	-10%	-12%	-14%	-9%	-18%
Abr	-22%	-20%	-25%	-26%	-23%	-36%
Mai	-24%	-24%	-36%	-30%	-33%	-41%
Jun	-23%	-20%	-38%	-25%	-36%	-39%
Jul	-19%	-21%	-33%	-28%	-29%	-42%
Ago	-20%	3%	-17%	-21%	-15%	-31%
Set	-25%	-16%	-29%	-23%	-28%	-37%
Out	-15%	-18%	-28%	-27%	-28%	-44%
Nov	-18%	-17%	-19%	-22%	-18%	-37%
Dez	-14%	-17%	-22%	-17%	-20%	-24%
Média	-16%	-15%	-20%	-20%	-18%	-28%

Gráfico 11- Precipitação média mensal projetada por período de tempo: 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2100 e simulação de 1961-1990 – Modelo Eta-MIROC5 – Cenários: RCP 4.5 (a) e RCP 8.5 (b)



Fonte de Dados: INPE

Conclui-se, que para toda região do recorte da área de estudo, as projeções futuras de precipitação indicam reduções para todas as estações do ano, desenhando uma tendência de um clima mais seco no futuro. Na região dos limites da bacia, os mapas mostram que os volumes de precipitação poderão, no futuro, se alterar em todos



períodos e cenários, com exceção, apenas, do modelo HadGEM2-ES, no período de transição do período úmido para o seco (MJJ), que no cenário RCP 4.5, praticamente não existem alterações na precipitação e no cenário RCP 8.5, mostra uma probabilidade de aumento de precipitação em até 1 mm/dia em algumas áreas da bacia.

## 5.2. TEMPERATURA

A Figura 26, mostra a distribuição espacial das diferenças de temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ ) a 2m da superfície das médias climáticas trimestrais, no período de 1960-1990, para as simulações do Modelo Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, em relação as medias climáticas das observações do Climate Research Unit (CRU) para o mesmo período.

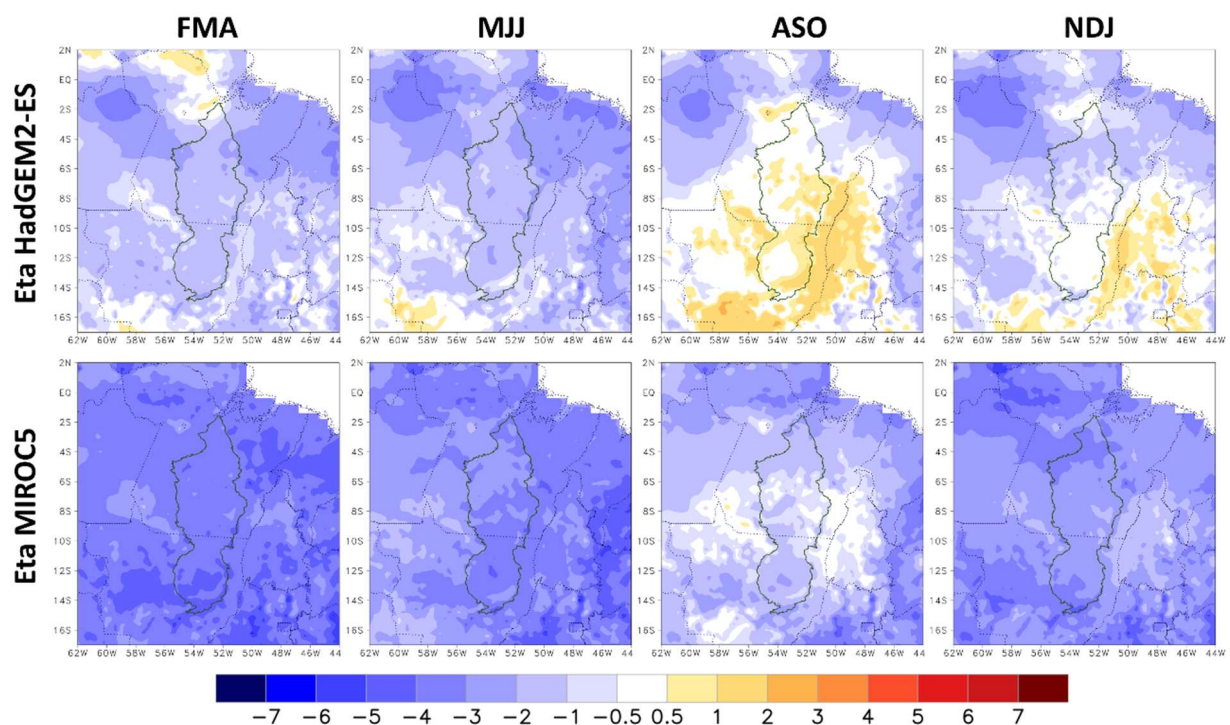


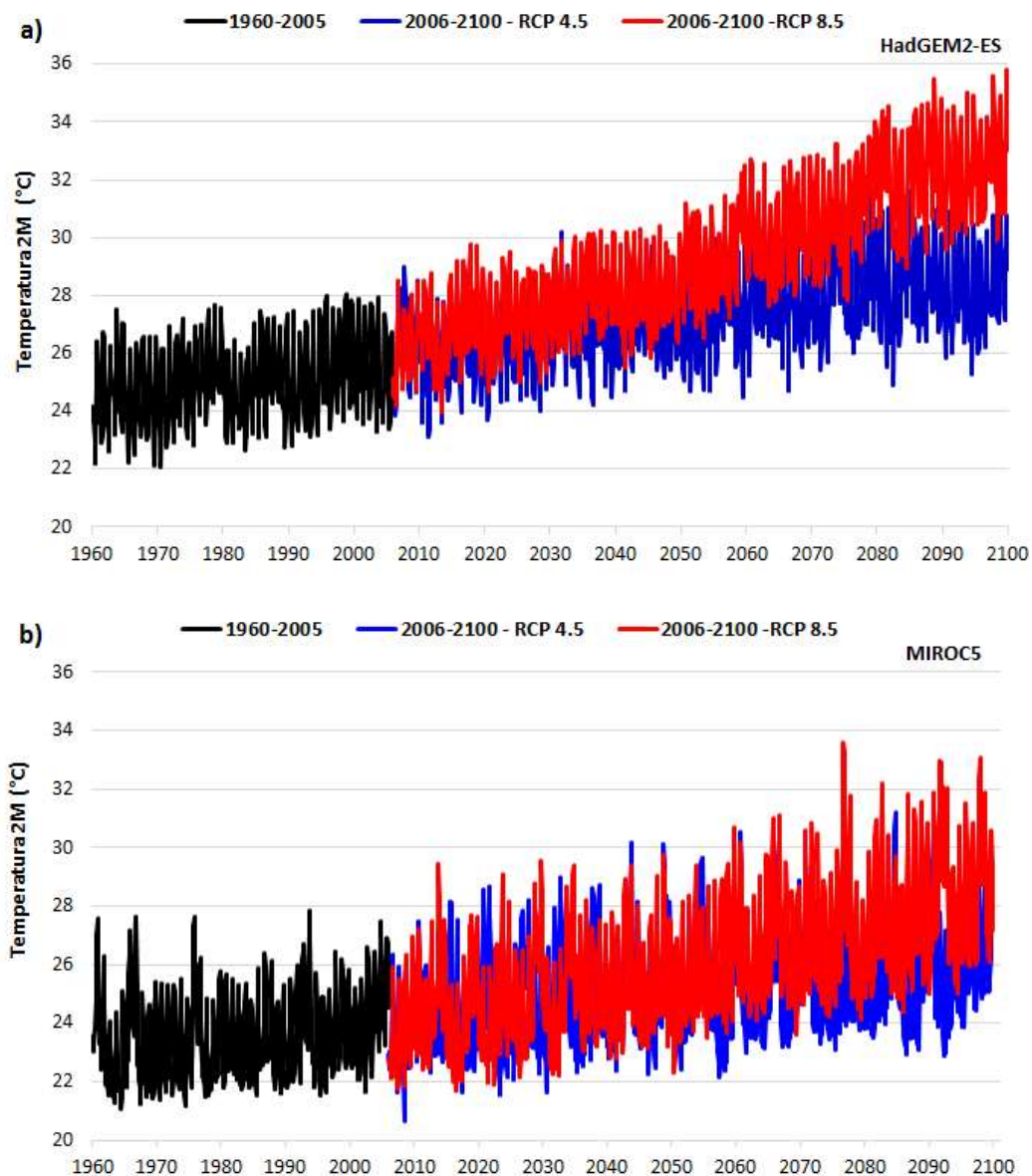
Figura 26- Diferença da Temperatura a 2m Média Climática no período de 1961-1990, em  $^{\circ}\text{C}$ , entre as simulações do Modelo Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5 e os dados CRU, na resolução de 20 km. Trimestres FMA, MJJ, ASO e NDJ.

A evolução da temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ ) média no tempo, na região da Bacia do Rio Xingu, para os períodos de 1960 a 2005 (simulação) e 2006 a 2100 (projeções) dos modelos

Eta-HadGEM2-ES e Eta MIROC5, nos cenários RCP 4.5 e RCP 8.5, são apresentados no *Gráfico 12* (a) e (b).

Observamos que no *Gráfico 12* (a), a temperatura média da projeção do modelo Eta-HadGEM2-ES, no cenário RCP 4.5, pode chegar a 32°C, representando um aumento de até 4°C em relação ao período 1960-2005 e, no RCP 8.5 esse aumento pode ser de até 8°C para o modelo Eta HadGEM2-ES. No modelo Eta-MIROC5, *Gráfico 12* (b), esse aumento pode chegar até 3°C e 6°C nos cenários RCP 4.5 e RCP 8.5, respectivamente.

*Gráfico 12 – Temperatura a 2 metros da superfície - Simulado 1960-2005 e Projetado 2006-2100 - Cenários RCP 4.5 e 8.5 - Modelo HadGEM2-ES (a) e Eta-MIROC5 (b)*



As Figura 27 a 30, mostram os mapas com as áreas de diferença de temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ ) da média do ar a 2 metros de altura da superfície, entre as projeções dos modelos Eta-HAdGEM2-ES e Eta-MIROC5 de 2011 a 2100 e as simulações do período histórico 1960 a 1990. A área de recorte é a mesma utilizada para o estudo da precipitação da Bacia do Xingu.

No trimestre FMA, que é período o úmido - Figura 27, observamos que é projetado aumento da temperatura em todos os períodos no decorrer do século. Esse aumento da temperatura média, no Modelo Eta-HadGEM-ES, pode chegar até 2100, a  $3.5^{\circ}\text{C}$  no cenário RCP 4.5 e  $9^{\circ}\text{C}$  no cenário RCP 8.5, superior ao do modelo Eta-MIROC5, onde esse aumento representa até  $3^{\circ}\text{C}$  e  $5^{\circ}\text{C}$ , respectivamente. Assim, para estes cenários, a estação úmida será mais quente no futuro. No Quadro 13 podemos ver resumidamente essa variação do aumento da temperatura para os 2 modelos.

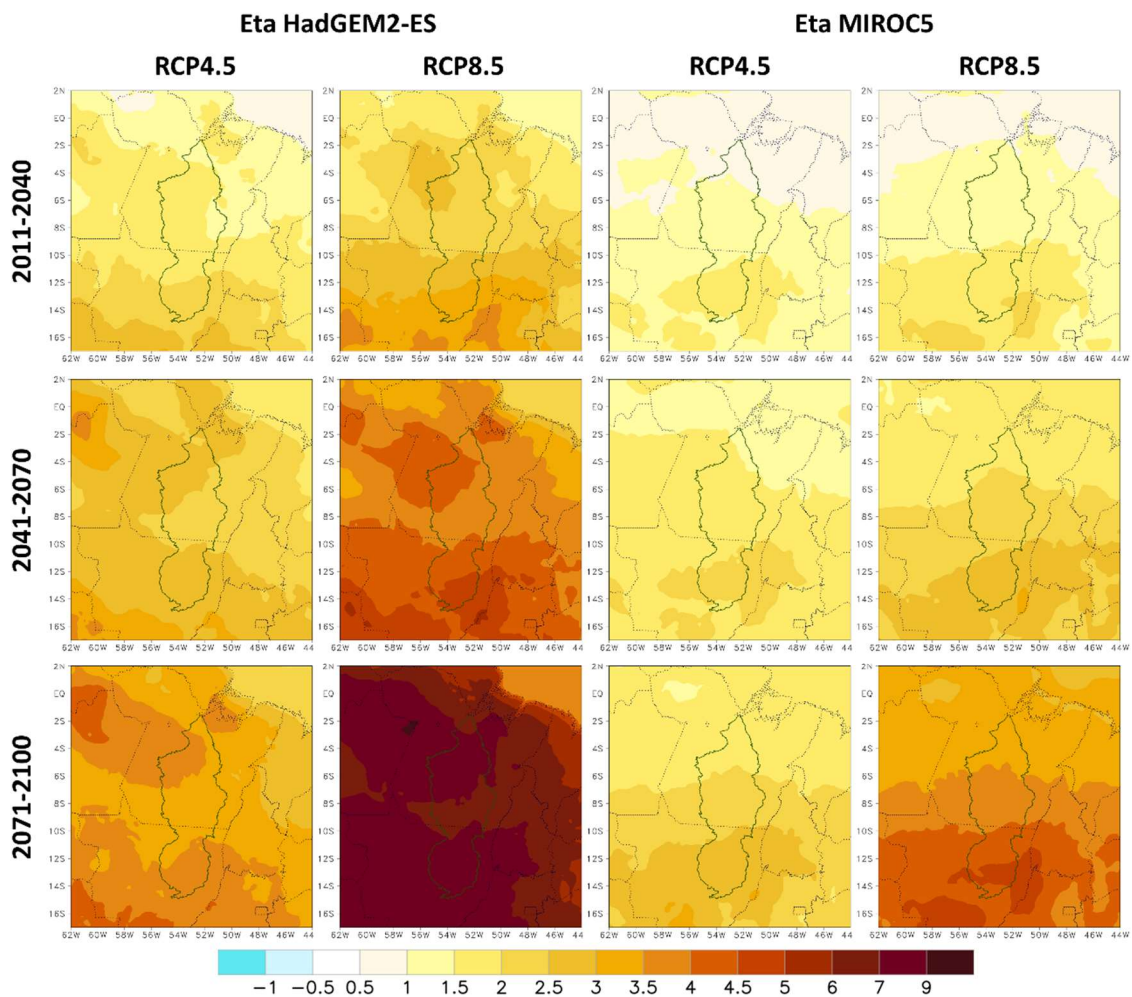


Figura 27 - Diferença da Temperatura a 2m Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, em  $^{\circ}\text{C}$ , para os Modelos Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre FMA.

Quadro 13- Variação do aumento da temperatura do Trimestre FMA

Trimestre FMA (°C)	Eta-HadGEM2-ES		Eta- MIROC5	
	RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8,5
2011-2040	1 a 2.5	2 a 3.5	0.5 a 2	1 a 2
2041-2070	2 a 3	3.5 a 5	1 a 2.5	1 a 3
2071-2100	3 a 3.5	6 a 9	1.5 a 3	3 a 5

Na Figura 28, temos as projeções de variação de temperatura em relação ao simulado no trimestre de transição para o período seco (MJJ). O comportamento dessa variação está no Quadro 14. Percebe-se, que em relação ao período úmido, a variação do aumento da temperatura é menor, fica no mesmo patamar, mostrando a mesma tendência de ocorrer uma transição mais quente no futuro.

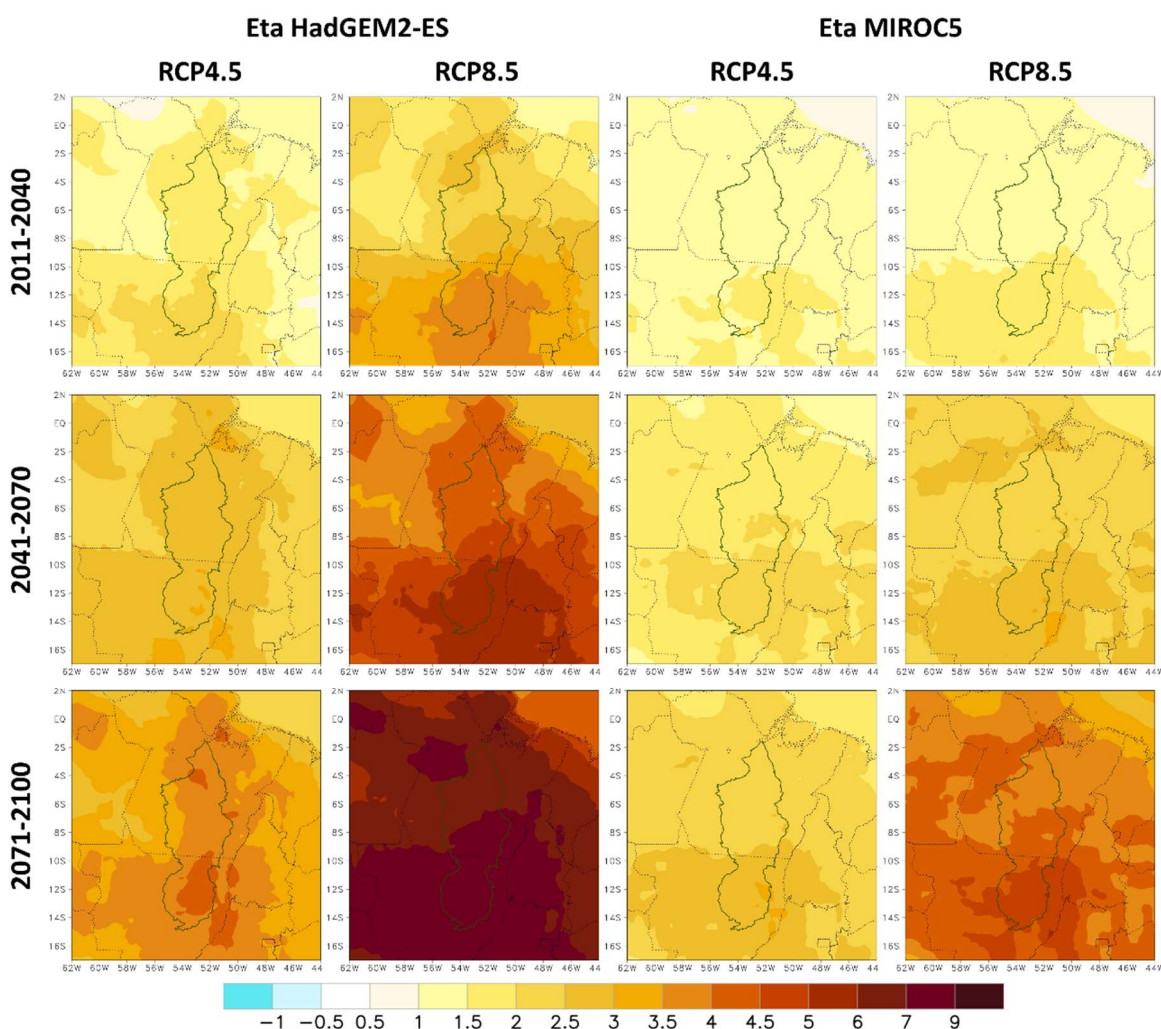


Figura 28 - - Diferença da Temperatura a 2m Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, em °C, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre MJJ.

Quadro 14- Variação do aumento de temperatura do trimestre MJJ

Trimestre MJJ (°C)	Eta-HadGEM2-ES		Eta- MIROC5	
	RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8,5
2011-2040	1.5 a 2.5	2 a 4	1 a 2	1 a 2
2041-2070	2.5 a 3	4 a 6	1.5 a 2.5	2 a 3
2071-2100	3.5 a 4.5	6 a 9	2 a 3	3.5 a 5

O Quadro 15, apresenta a variação das projeções de aumento da temperatura mostrado nas áreas dos mapas da Figura 29, do trimestre ASO.

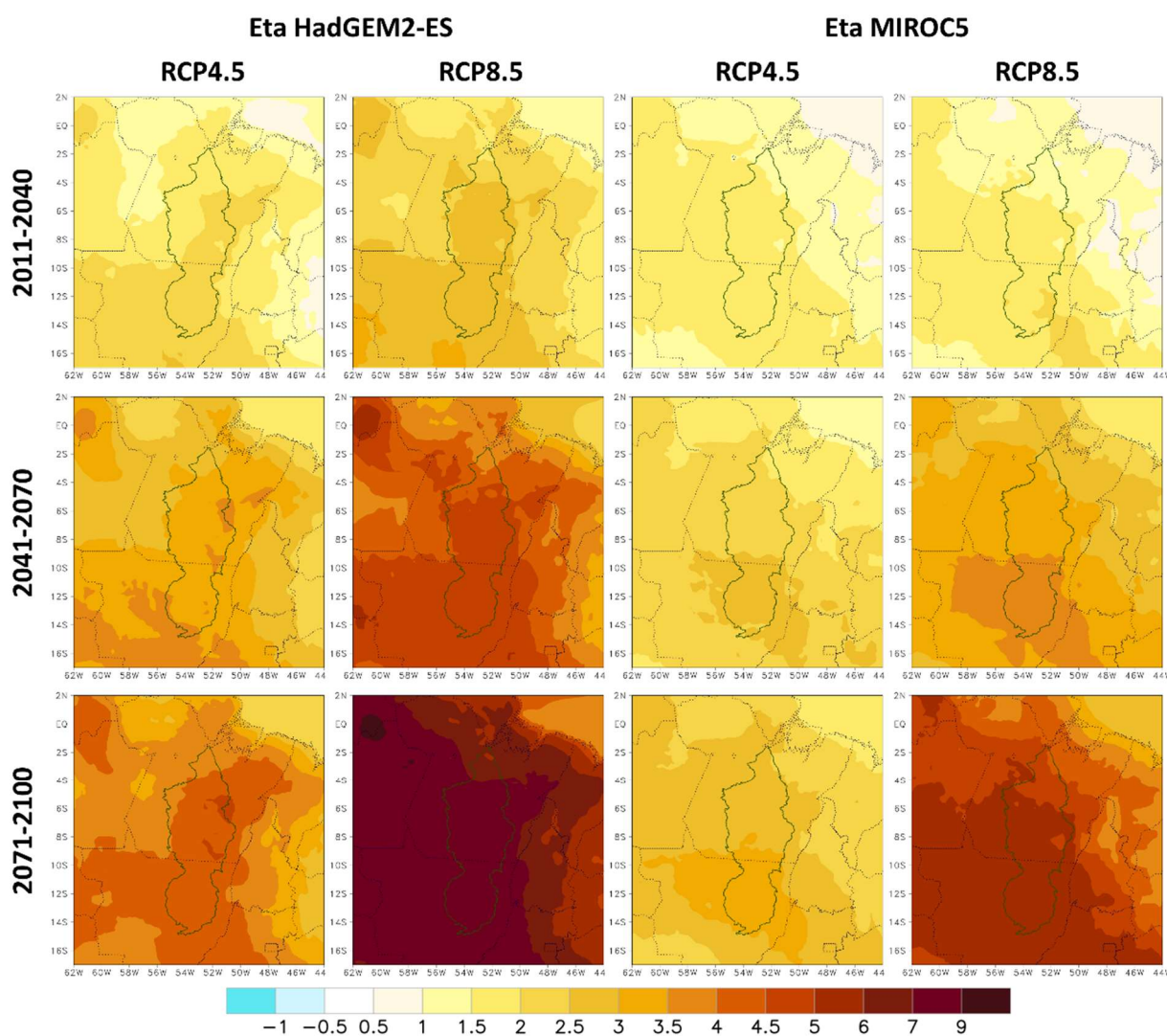


Figura 29 - Diferença da Temperatura a 2m Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, °C, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre ASO.

Quadro 15 - Variação de aumento da temperatura no trimestre ASO

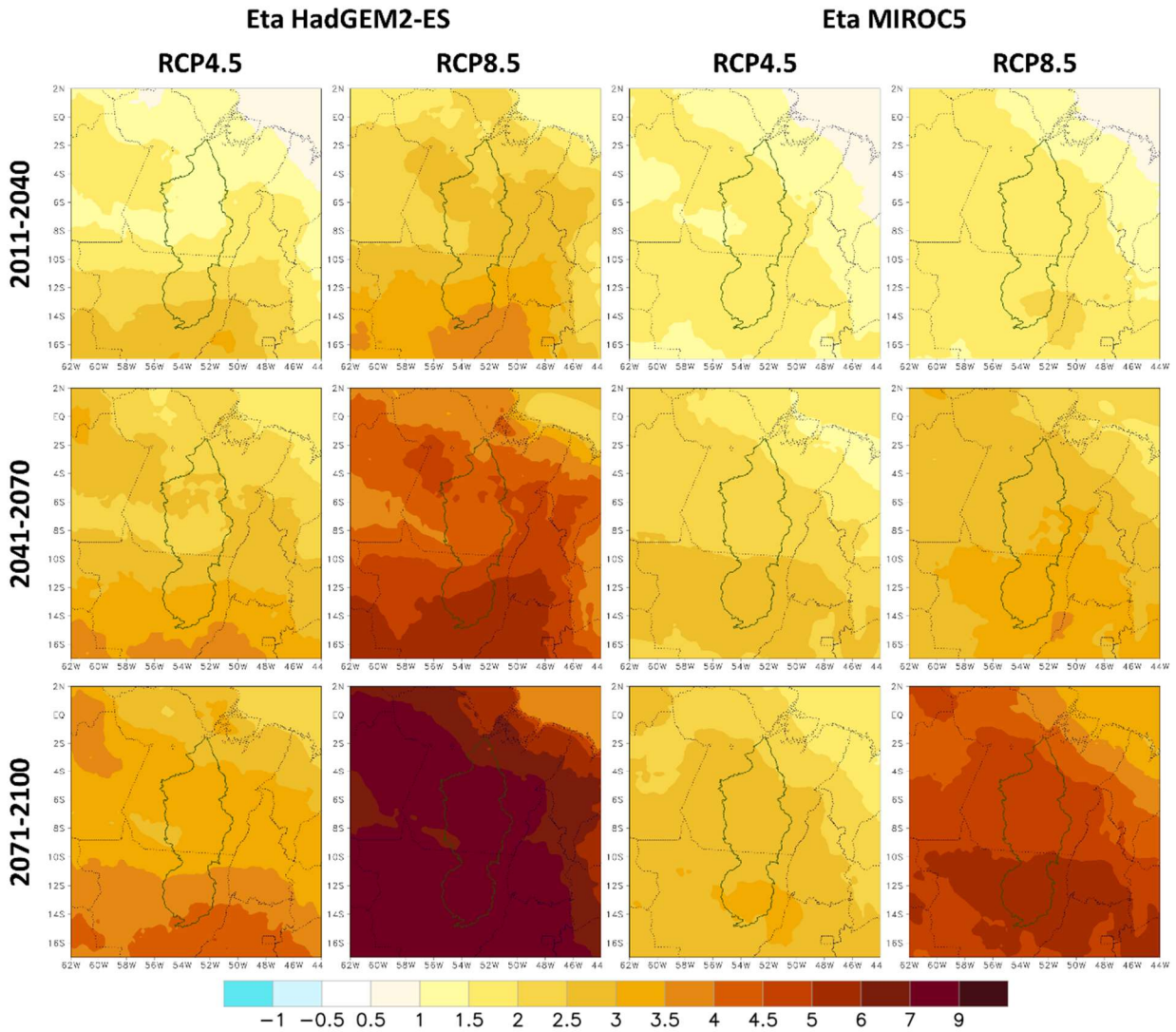
Trimestre ASO (°C)	Eta-HadGEM2-ES		Eta- MIROC5	
	RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8.5
2011-2040	1.5 a 2.5	2 a 3	1 a 2	1 a 2.5
2041-2070	2.5 a 3.5	4 a 5	2 a 3	2.5 a 4
2071-2100	3.5 a 4.5	6 a 9	2.5 a 3.5	4.5 a 6

Observamos, que nesse trimestre (período seco), o Eta-MIROC5 começa a ter uma variação de aumento de temperatura diferente, em comparação com o período úmido (FMA) e o período de transição do úmido para o seco (MJJ), que manteve a variação na mesma proporção. O modelo projeta para esse período, um aumento maior da temperatura, chegando a 3.5°C no RCP 4.5 e a 6 °C no RCP 8.5. O Eta-HadGEM2-ES se mantêm na mesma proporção de variação de aumento de temperatura.

No período de transição, do período seco para o período úmido (Figura 30), o aumento da temperatura segue semelhante ao período seco (Figura 29), o que pode significar um clima mais seco e quente no início do período úmido. Temos o resumo da variação de temperatura dessa estação do ano no Quadro 16.

Quadro 16- Variação do Aumento de Temperatura no trimestre NDJ

Trimestre NDJ (°C)	Eta-HadGEM2-ES		Eta- MIROC5	
	RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8.5
2011-2040	1 a 3	2 a 4	1 a 2	1.5 a 2.5
2041-2070	2 a 3.5	4 a 6	2 a 3	2.5 a 3.5
2071-2100	2.5 a 4.5	6 a 9	2.5 a 3.5	4.5 a 6



*Figura 30 - Diferença da Temperatura a 2m Média Climática projetada em períodos de 30 anos com as simulações de 1961-1990, °C, para os Modelos Eta HadGEM2-ES e Eta MIROC5, na resolução de 20 km. Trimestre NDJ.*

Concluimos, que as projeções futuras de temperatura média a 2 m da superfície indicam aumento para todas as estações do ano, em ambos os cenários analisados, sendo modelo Eta-HadGEM2-ES o que registrou os maiores extremos. Agregando os resultados analisados da precipitação, onde as projeções são de reduções na quantidade de chuva, o clima na região mostra uma tendência de ser mais quente e seco no futuro, podendo ter reflexos nas vazões do Rio Xingu, devido a alta correlação existente entre chuva e vazão e, conseqüentemente, proporcionando maior estresse hídrico.

## **5.3. VAZÃO**

### **5.3.1. PROJEÇÕES HIDROLÓGICAS**

As Figuras 31 a 33, mostram as projeções hidrológicas dos modelos HadGEM2-ES e MIROC5, nos cenários RCP4.5 e RCP 8.5, nas 13 Sub-bacias. Observa-se, redução nas vazões em todas as sub-bacias, em ambos os cenários, com exceção da sub-bacia 01- Pousada Matrinxá. Nesta sub-bacia, o modelo HadGEM2-ES, no cenário RCP 4.5, se apresenta nos mesmos níveis que a linha de base. As projeções do modelo MIROC5 apresentam reduções maiores, em toda a bacia, em relação às projeções do modelo HadGEM2.

O período de projeção referente a 2041-2070 do modelo HadGEM2-ES, as vazões no período úmido (meses de ocorrência de maior precipitação) se apresentam com volume maior em comparação ao período de projeção anterior 2011-2040, com exceção das sub-bacias 2 e 4, que os volumes de vazão são similares a linha de base. Esse pico de vazões do período 2041-2070 está coerente com as projeções de precipitações para o mesmo período, conforme Gráfico 10.

Observamos, que em ambos os cenários, os modelos apresentam no futuro um período seco (ASO) mais longo e um período úmido (FMA) mais curto, em toda a extensão da Bacia do Xingu. Com relação ao período úmido, o mês de março apresentou as maiores concentrações de vazões para praticamente toda a bacia, correspondendo ao mesmo período da linha base.

Quanto ao desempenho dos modelos no cenário RCP 8.5, vemos que as reduções de vazões, em comparação ao período histórico, se apresentaram maiores do que no cenário RCP 4.5 para toda a bacia. O período de 2071-2099, se apresenta com os maiores extremos em ambos os modelos, mostrando uma redução considerável nas vazões em relação aos outros períodos. Entretanto, essa redução é mais crítica no modelo HadGEM2-ES.



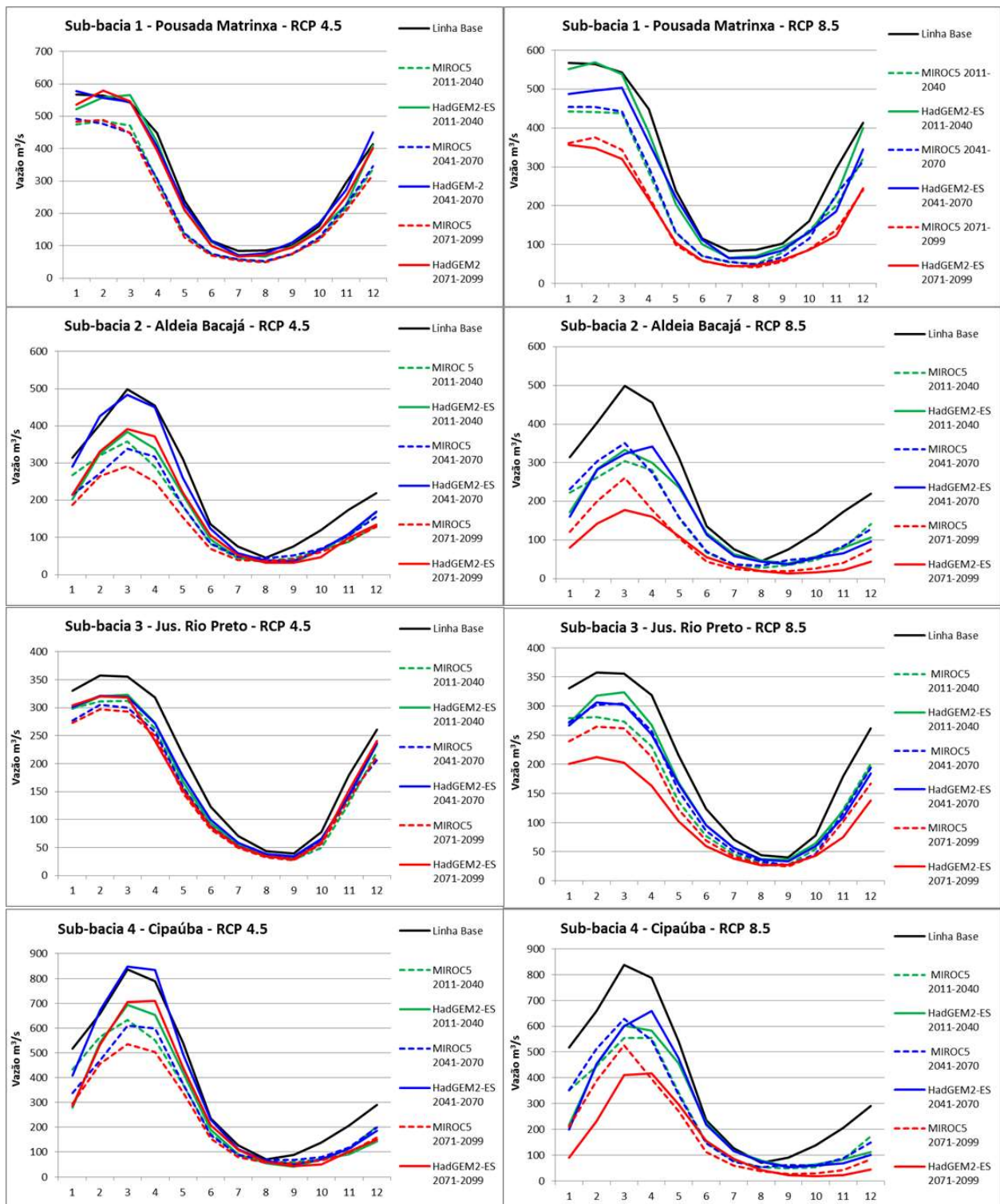


Figura 31 - Projeções de Vazão das sub-bacias 01 a 04 - Modelos HadGEM2-ES e MIROC5 - Cenários RCP 4.5 e RCP 8.5

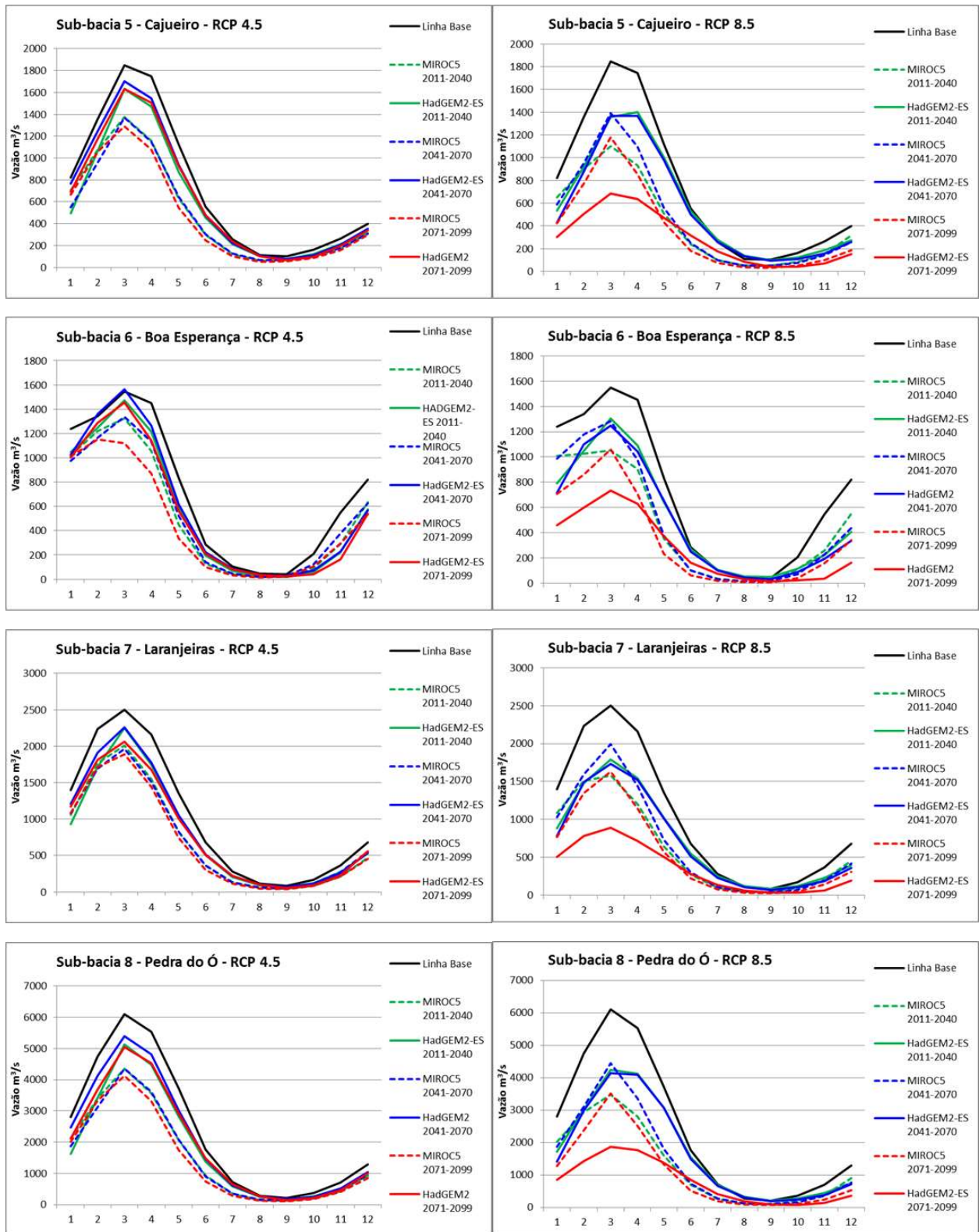
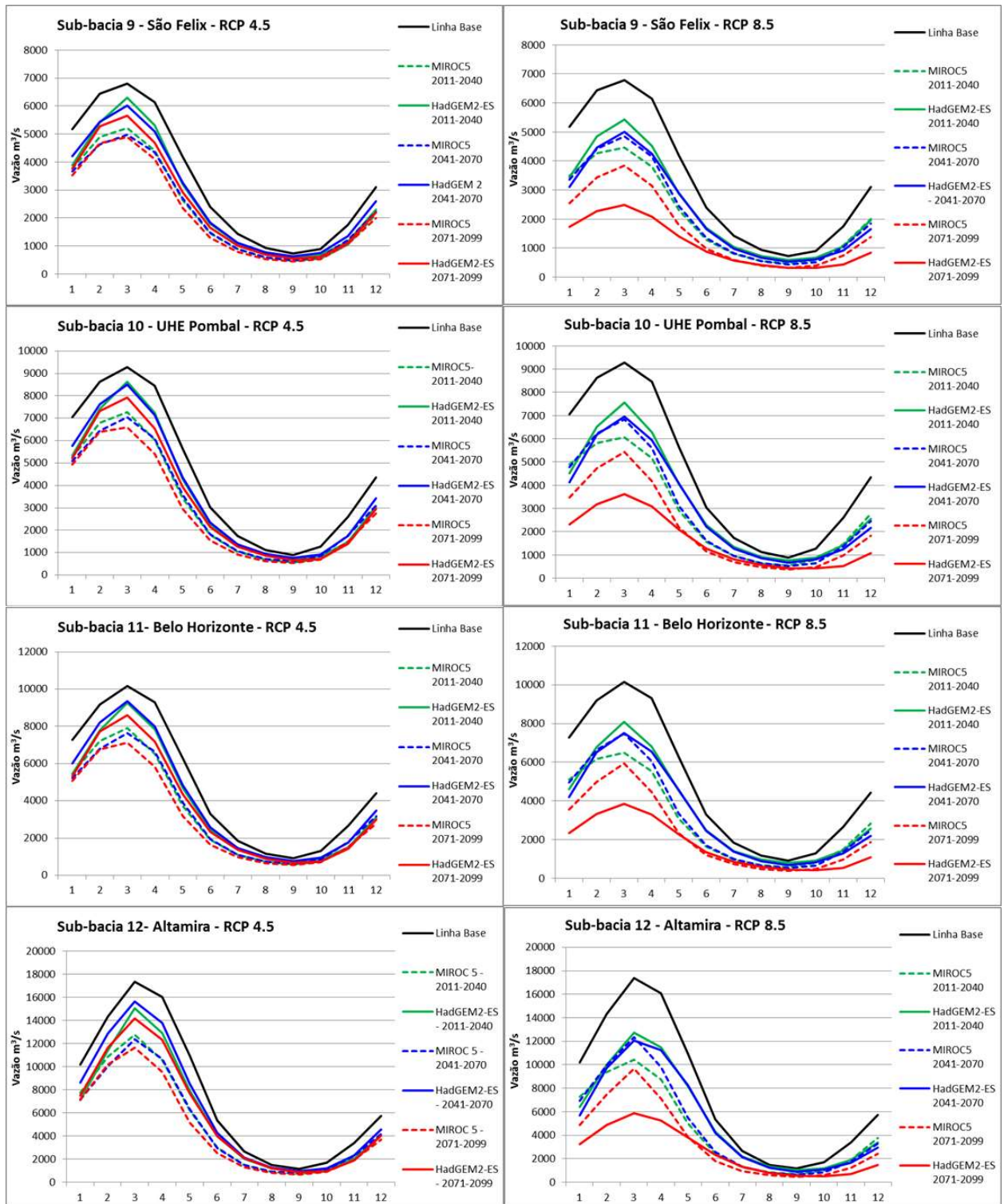


Figura 32 - Projeções de Vazão das sub-bacias 05 a 08 - Modelos HadGEM2-ES e MIROC5 - Cenários RCP 4.5 e RCP 8.5



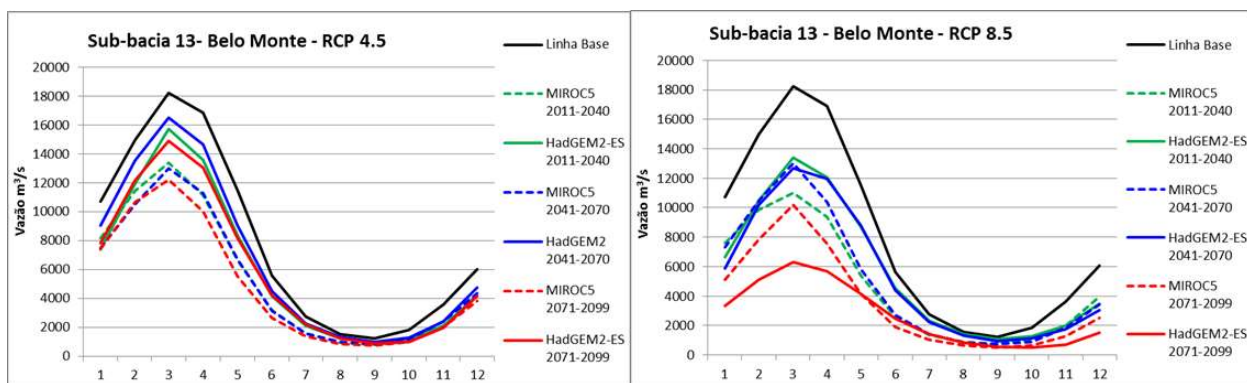


Figura 33 - Projeções de Vazão das sub-bacias 09 a 13 - Modelos HadGEM2-ES e MIROC5 - Cenários RCP 4.5 e RCP 8.5

Em relação a Sub-bacia de Altamira, as Figura 34 e 35 mostram as projeções no cenário RCP 4.5 e RCP 8.5, onde se concentram os estudos desse trabalho, pelo fato de ser o local onde está localizada a UHE Belo Monte. No cenário RCP 4.5, vemos uma redução das vazões médias mensais de forma gradativa em ambos os modelos até o final do século. O modelo MIROC5 apresenta as maiores reduções em todos os períodos, com exceção do mês de janeiro, do período 2011-2040, que o fluxo de vazão muda o padrão e apresenta-se maior no modelo HadGEM2-ES. Outro aspecto interessante é que no período 2011-2040, dos meses de janeiro a junho a redução da vazão se apresenta maior que no período de 2041-2070, no modelo HadGEM2-ES.

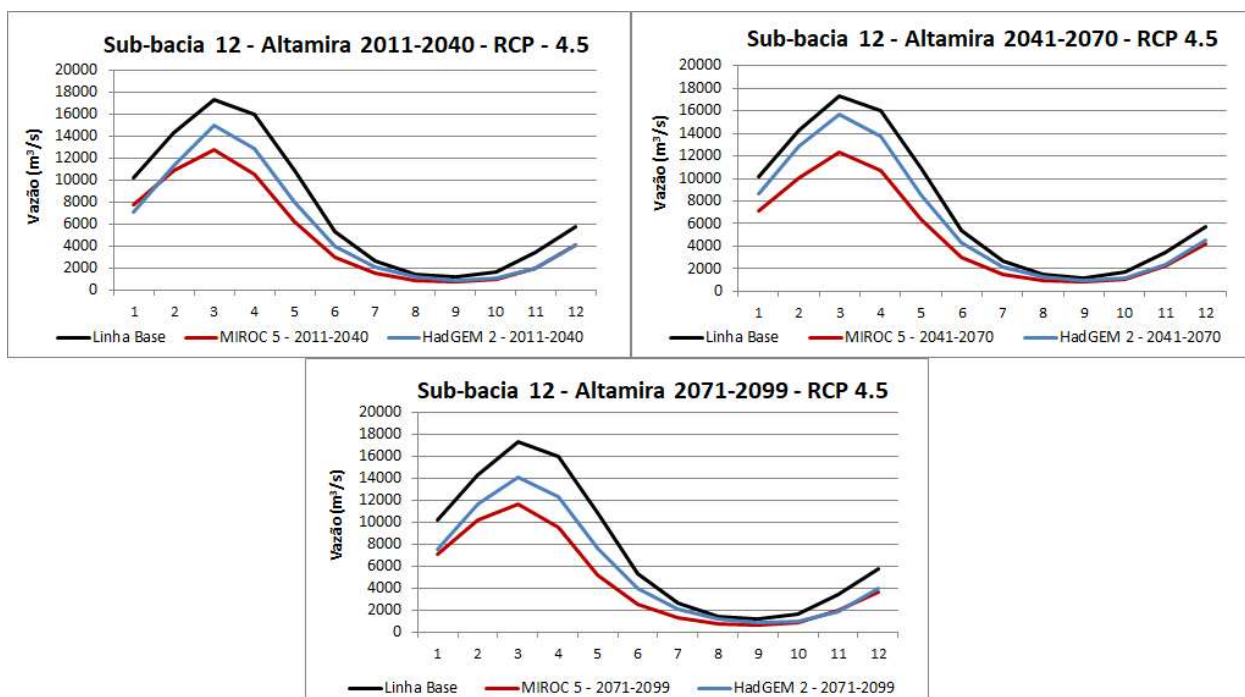


Figura 34 - Projeções de Vazão das sub-bacia 12 Altamira - Modelos HadGEM2-ES e MIROC5 - Cenários RCP 4.5

No cenário RCP 8.5 (Figura 35), a redução das vazões é mais acentuada que no cenário RCP 4.5. O período mais crítico é o de 2071 - 2099, pois apresenta uma forte redução nos valores de vazão em relação ao período inicial 2011 - 2040. Observa-se, que existe uma mudança no grau de severidade do impacto entre os modelos HadGEM2-ES e MIROC5. No período de 2011-2040, as projeções do modelo MIROC5 apresentam reduções de vazões mais acentuadas que as do modelo HadGEM2-ES. Entretanto, no período de 2071-2099, está redução é revertida durante o período de transição do seco para o úmido e no período úmido (época de cheias – meses de novembro a abril). A média de janeiro, do período 2011-2040, manteve o padrão de inversão observado no cenário RCP 4.5. Em relação ao período 2041-2070, nos meses de janeiro a março, apresentam também essa inversão nas reduções, com HadGEM2-ES apresentando uma queda maior que o modelo MIROC5.

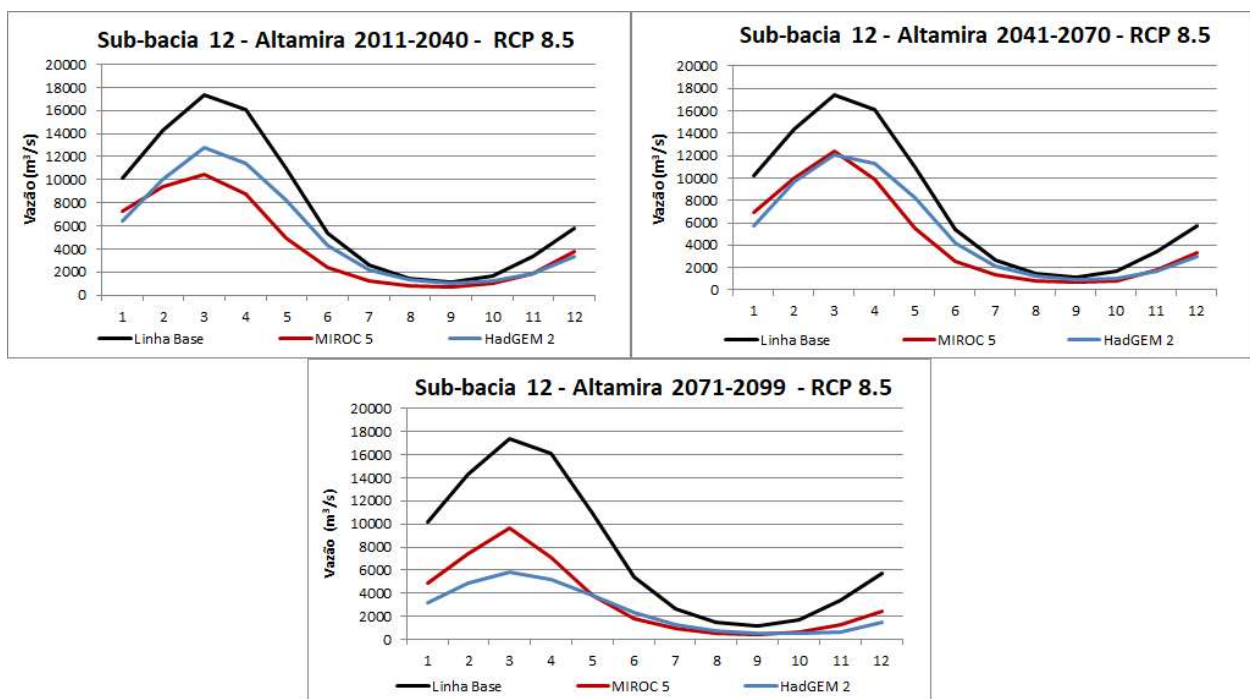


Figura 35-Projeções de Vazão das sub-bacia 12 Altamira - Modelos HadGEM2-ES e MIROC5 - Cenários RCP 8.5

É interessante observar o quanto essas reduções representam em termos percentuais, pois assim, consegue-se visualizar melhor o impacto nesse trecho da bacia, onde se localiza a Barragem principal e o desvio de parte do fluxo do rio para o reservatório dos canais.

Até o final do século, a redução prevista no modelo MIROC5 pode chegar, aproximadamente, a 42% e, no modelo HadGEM2-ES a 27%, no cenário RCP 4.5, e 58% e 64%, no cenário RCP 8.5, respectivamente. Em relação ao período úmido, que é o período de maior produtividade da usina, essa redução nos meses de fevereiro, março e abril podem chegar a 34% no modelo MIROC5 e 20% no modelo HadGEM2-ES. Os quadros 17 e 18 mostram com mais detalhes como se comportam essas reduções de vazões na sub-bacia de Altamira. Importante destacar que a projeção de baixa hidrologia pode dificultar a execução das metas brasileiras estipuladas na Contribuição Nacionalmente (NDC).

*Quadro 17- Variação da redução no Cenário 4.5 em relação ao Cenário 1970-1990*

Mês	MIROC5				HadGEM2-ES		
	2011-2040	2041-2070	2071-2099		2011-2040	2041-2070	2071-2099
Jan	-24%	-30%	-30%		-30%	-15%	-26%
Fev	-24%	-30%	-29%		-20%	-10%	-19%
Mar	-26%	-29%	-33%		-13%	-10%	-18%
Abr	-34%	-33%	-41%		-19%	-14%	-23%
Mai	-43%	-42%	-53%		-27%	-22%	-30%
Jun	-44%	-45%	-53%		-26%	-20%	-25%
Jul	-43%	-43%	-51%		-22%	-19%	-21%
Ago	-39%	-38%	-46%		-20%	-14%	-20%
Set	-37%	-32%	-41%		-23%	-16%	-27%
Out	-44%	-35%	-46%		-33%	-29%	-43%
Nov	-42%	-33%	-43%		-40%	-32%	-44%
Dez	-29%	-28%	-36%		-30%	-21%	-30%
Média	-36%	-35%	-42%		-25%	-18%	-27%

Quadro 18 - Variação da redução no Cenário 8.5 em relação ao Cenário 1970-1990

Mês	MIROC5				HadGEM2-ES		
	2011-2040	2041-2070	2071-2099		2011-2040	2041-2070	2071-2099
Jan	-29%	-32%	-52%		-37%	-44%	-68%
Fev	-35%	-30%	-48%		-30%	-32%	-66%
Mar	40%	-29%	-44%		-27%	-30%	-66%
Abr	46%	-39%	-56%		-29%	-30%	-67%
Mai	54%	-50%	-65%		-25%	-24%	-65%
Jun	55%	-52%	-67%		-20%	-22%	-57%
Jul	51%	-50%	-64%		-17%	-19%	-50%
Ago	44%	-46%	-60%		-10%	-17%	-47%
Set	40%	-43%	-59%		-12%	-22%	-54%
Out	41%	-51%	-64%		-29%	-36%	-70%
Nov	44%	-48%	-63%		-44%	-51%	-80%
Dez	34%	-43%	-58%		-42%	-49%	-74%
Média	43%	-43%	-58%		-27%	-31%	-64%

### 5.3.2. CURVA DE PERMANÊNCIA

Nas Figuras 36 e 37, são apresentadas as Curvas de Permanência dos modelos HadGEM2-ES e MIROC5 em comparação com a linha base. Observa-se, que o fluxo na linha de base nesse trecho da bacia, possui grande variabilidade com a porcentagem de vazões muita acima e abaixo da média, o que demonstra uma pequena capacidade de regularização natural do rio. Essas tendências se mantêm nas projeções, com um aumento das vazões mínimas. As maiores reduções ocorrem a partir do ponto em que as vazões se igualam ou excedem a Q50 até a Q5, ou seja, nos períodos onde se registram as maiores altas de vazão em ambos os cenários e modelos. A vazão garantida para 90% (Q90) e para 95% (Q95 – vazão firme) do tempo, nesse trecho do rio, também sofrem reduções, mostrando uma tendência de vazões mínimas por períodos maiores.

O período 2011-2040, fica dentro do período de concessão da usina que é de 35 anos, a partir de 2010 e dos compromissos do Brasil apresentados no NDC. Analisando esse período, vemos que no cenário RCP 4.5, o modelo HadGEM2-ES (Figura 36-a), a redução da vazão de permanência no tempo Q95 fica em 25,5%, saindo de 1051 m<sup>3</sup>/s

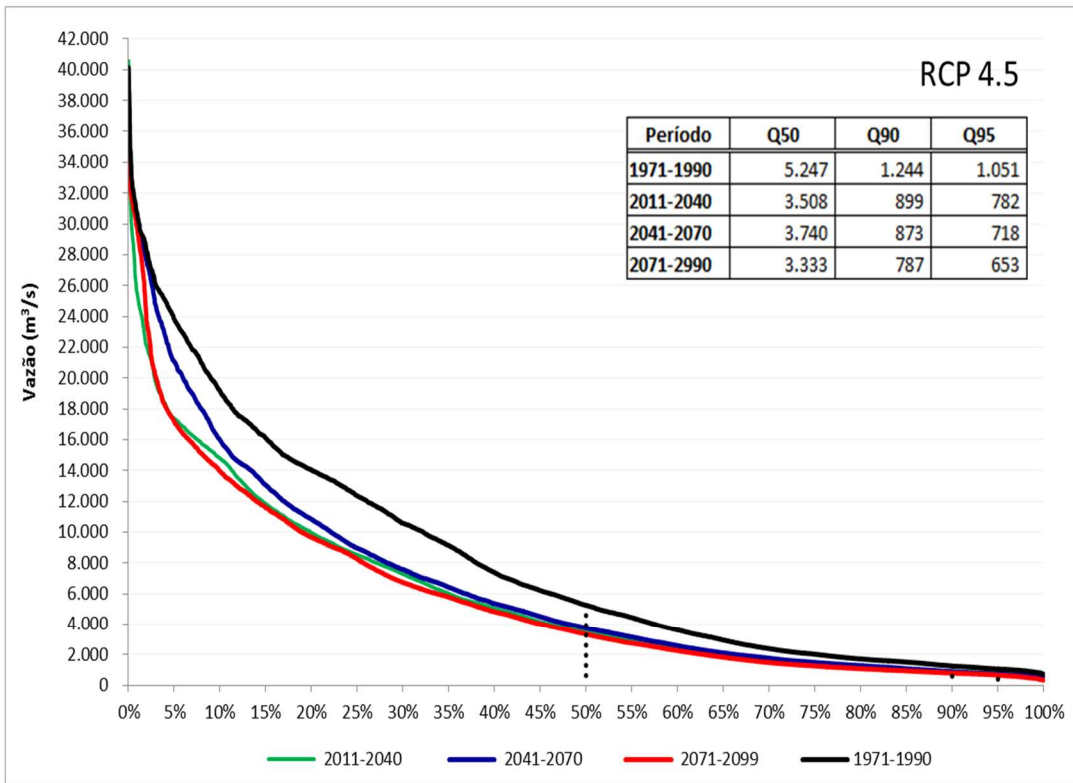
para 782 m<sup>3</sup>/s e podendo chegar em 2099 a 653 m<sup>3</sup>/s. No modelo MIROC (Figura 37-a), essa redução chega a 350 m<sup>3</sup>/s no período 2071-2099, ficando próxima do patamar da vazão mínima regional de 380 m<sup>3</sup>/s (1969), indicada na Ficha técnica da usina. Essa situação se agrava no cenário RCP 8.5 e podemos ver nas Figura 36 b e Figura 37 b, que no final do século, a vazão firme se reduz para 305 m<sup>3</sup>/s e 212 m<sup>3</sup>/s, respectivamente.

Em relação à MLT - vazão média de longo tempo, pode ser feito um estudo analítico para visualizar nas curvas de permanência, como essas vazões podem se alterar em razão das reduções estimadas nas projeções futuras. A MLT da linha base (1971-1990) é de 8.144 m<sup>3</sup>/s e corresponde bem ao valor da MLT dos dados observados no posto fluviométrico de Altamira, para o mesmo período, que é de 8.182 m<sup>3</sup>/s. A MLT de projeto, que considera o período de 1931-2000, é de 7851 m<sup>3</sup>/s (MME/LEME-EIA, 2009) e a MLT da Ficha Técnica da UHE Belo Monte, período de 1931-2008, é de 8.045 m<sup>3</sup>/s. Assim, vemos que independente do período de tempo em que todas essas MLT foram calculadas, seus valores se apresentam num mesmo patamar de grandeza. Desta forma, será analisada a MLT da linha base em relação as das projeções.

A MLT da linha base é igualada ou superada em 37,6% do tempo e nas projeções do HadGEM2-ES, essa mesma grandeza de vazão passará a ser igualada ou superada em 26,5%, 27,8% e 25,3% do tempo, nos períodos 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2099 respectivamente, para o cenário RCP 4.5. Já no cenário RCP 8.5, será em 23,6%, 21,6 e 7,4%. Conforme observado nas análises das curvas de vazões, o período 2071-2099 apresenta uma queda extrema em relação aos outros períodos. As projeções do período de 2041-2071, também se mostraram com picos maiores de vazão que o período de 2011-2040. No modelo MIROC5 a MLT da linha base (período histórico) será igualada ou superada somente em 20% do tempo, até 2099 no cenário RCP 4.5 e, em 14,5% do tempo no cenário RCP 8.5.



a)



b)

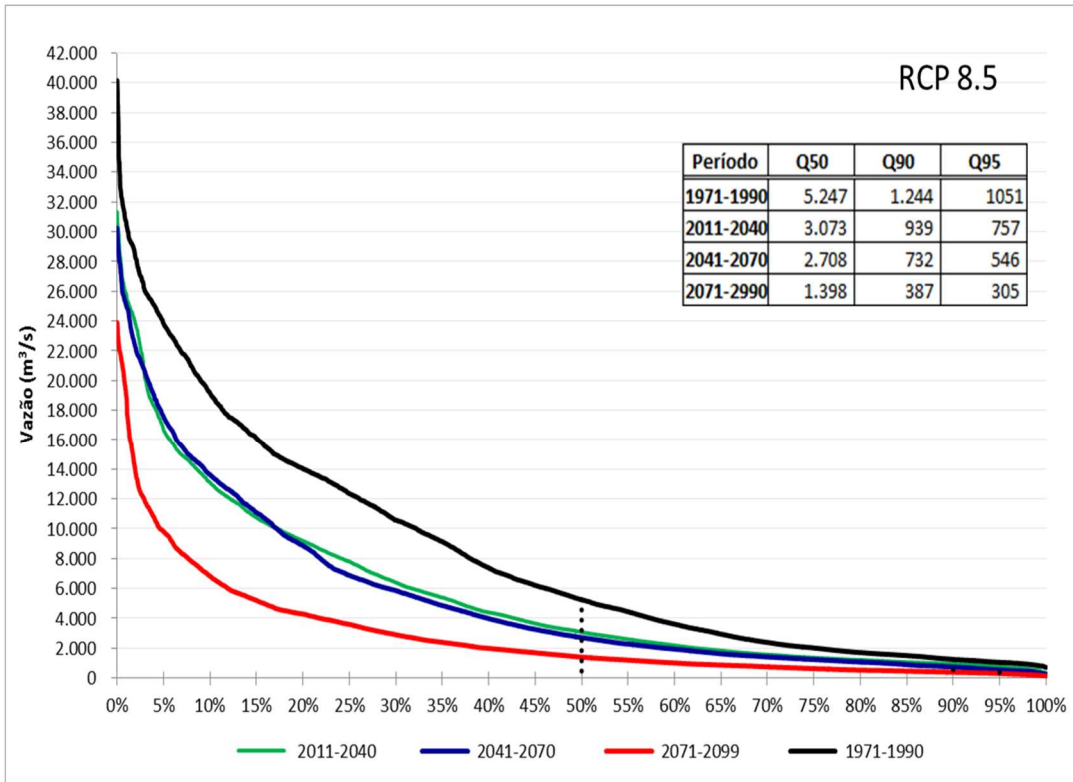


Figura 36 - Curva de Permanência (FDC) HadGEM2-ES – Cenários a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5

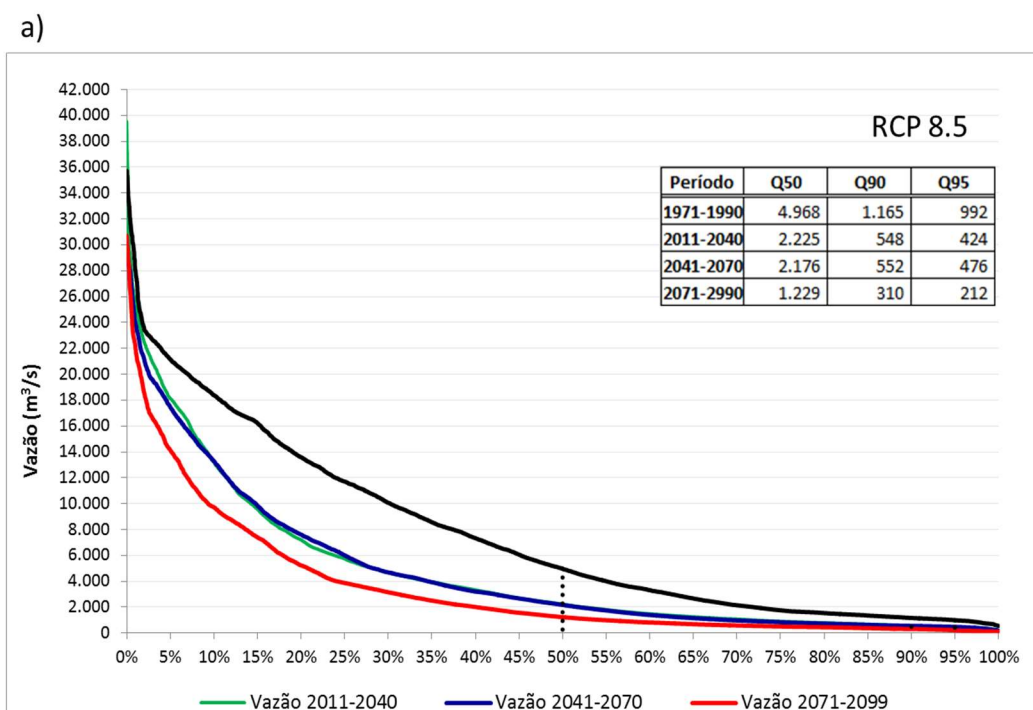
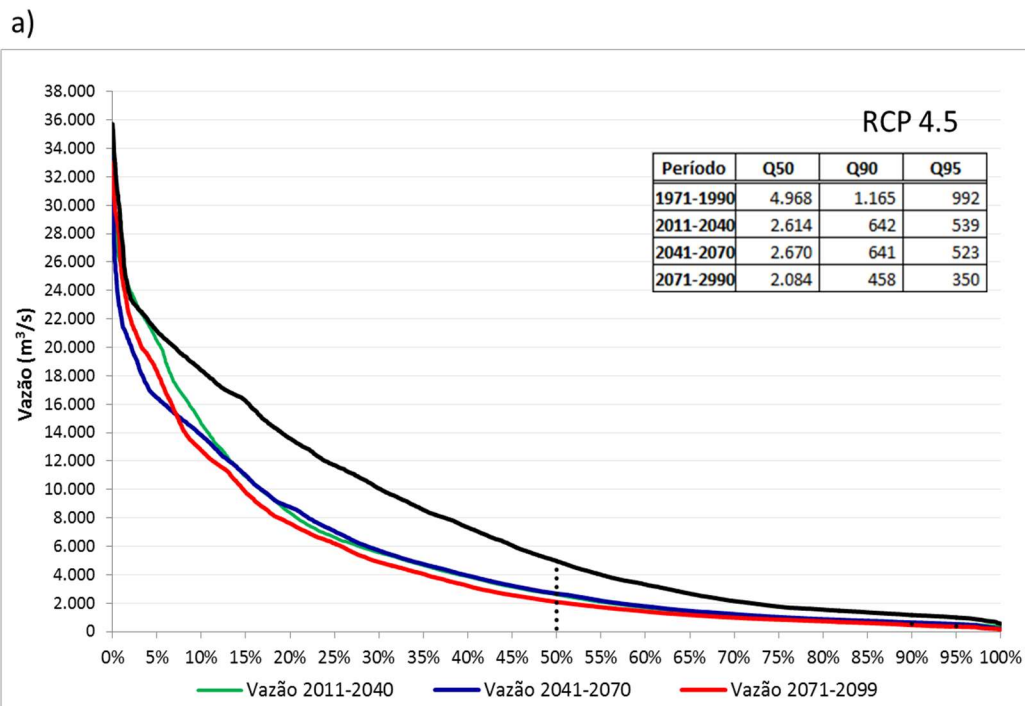


Figura 37 - Curva de Permanência (FDC) - MIROC5 – Cenários a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5 (Fonte: elaborado pelo autor)

As Figura 38 e 39, mostram as curvas de permanência considerando a vazão ecológica e de uso consultivo, a partir da Q50 até a Q100 para todos os modelos e cenários selecionados. Vemos que a disponibilidade de vazões, para uso na geração de energia, ficará bastante comprometida nos períodos de estiagem. A Vazão firme (Q95)

sofre redução extrema em todos os períodos, chegando a ficar nula no período de 2071-2099 do cenário RCP 8.5, para ambos os modelos, como mostram as figuras 38b e 39b.

Segundo as especificações que constam na Nota Técnica (EPE-DEE-RE-004/2010-R0, 2010), são necessárias uma vazão nominal de 775 m<sup>3</sup>/s para que a turbina Francis da casa de força principal, opere em sua capacidade máxima, podendo, também, operar com segurança e sem risco de cavitação a uma carga parcial de 465 m<sup>3</sup>/s ( 60% da vazão nominal). Assim, considerando as especificações das turbinas e os efeitos das mudanças climáticas nas vazões do rio Xingu, a usina nos períodos de estiagem poderá ficar inoperante sob os efeitos dos cenários considerados.

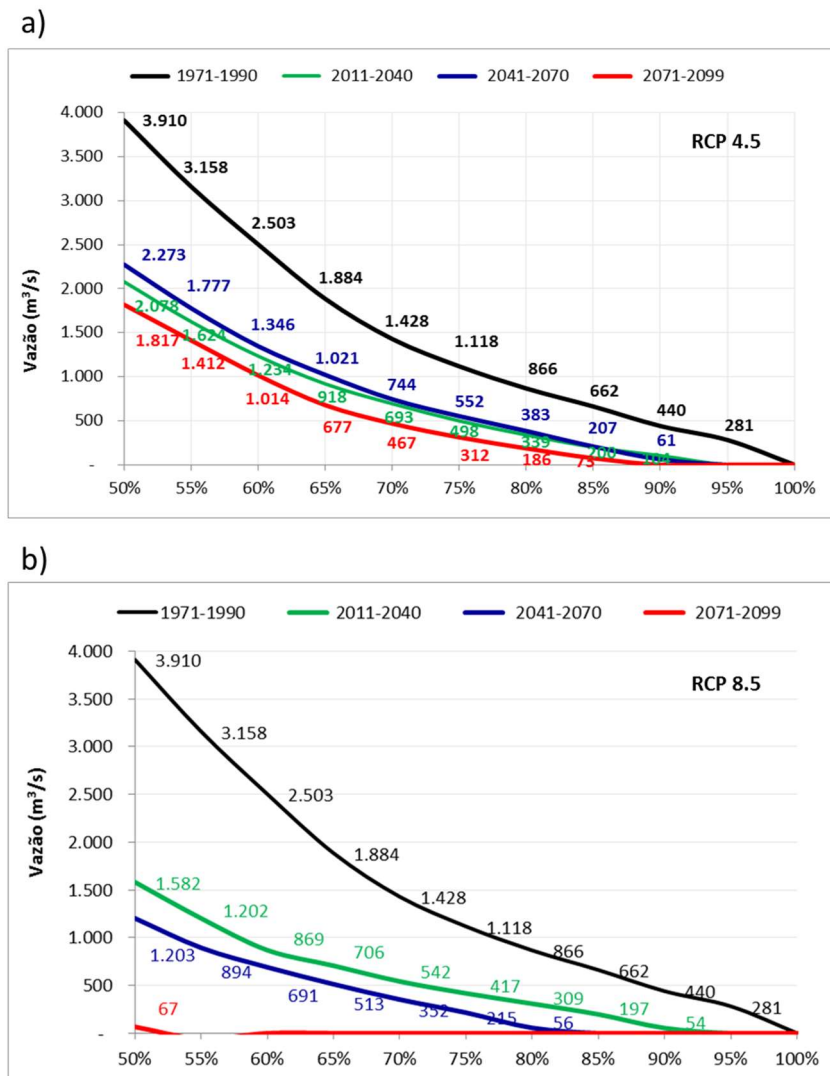


Figura 38- Curva de Permanência considerando a Vazão Ecológica mostrando do Q50 até Q100 - HadGEM2-ES

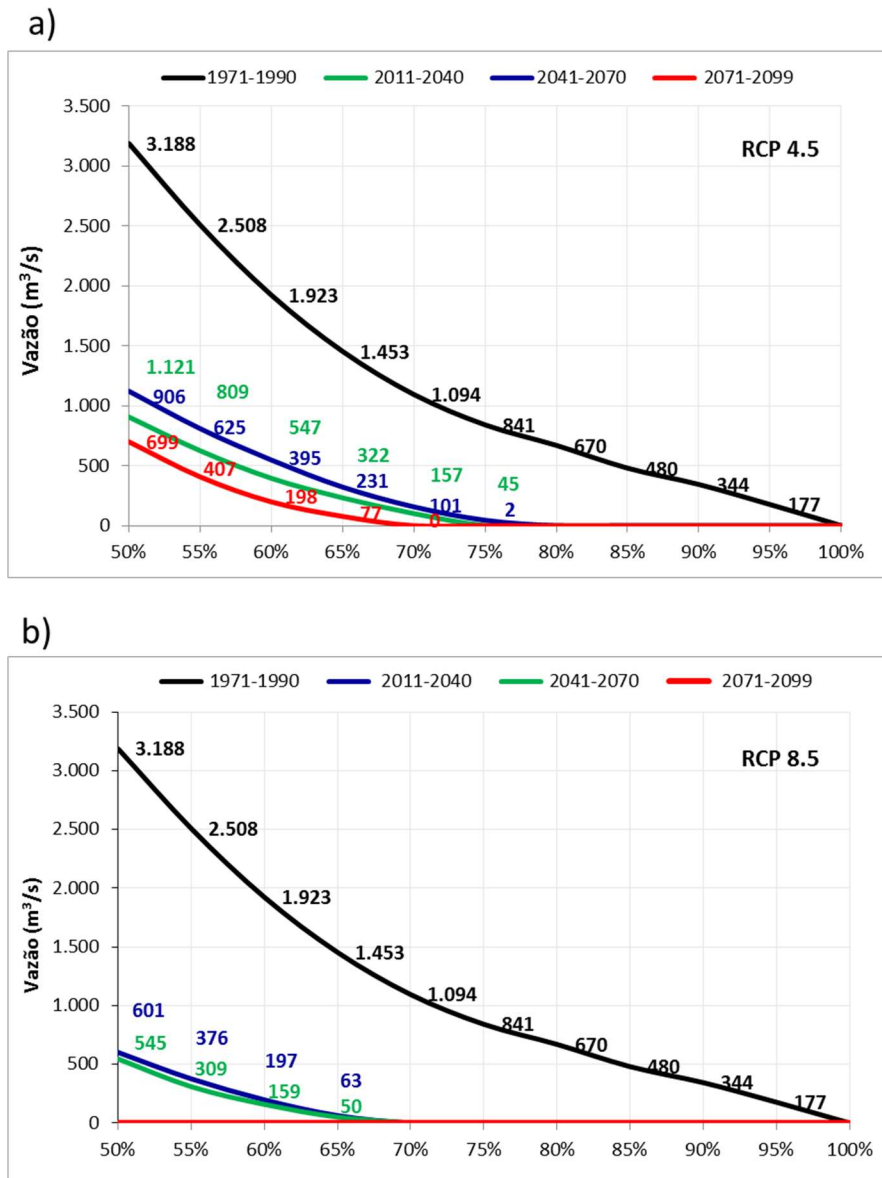


Figura 39 - Curva de Permanência considerando a Vazão Ecológica mostrando do Q50 até Q100 - MIROC5

#### 5.4. POTÊNCIA DISPONÍVEL EM MÉDIAS MENSAIS

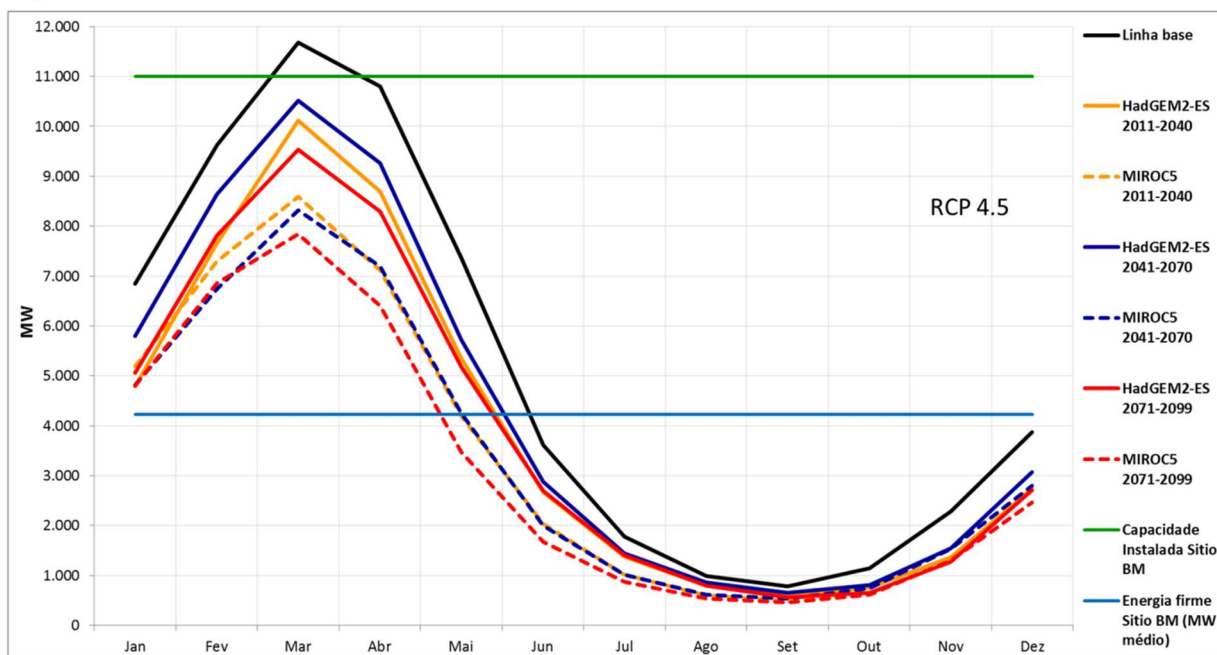
Na Figura 40, tem-se a comparação da potência disponível calculada com base nas séries das médias mensais de vazões das projeções e a potência disponível utilizando as médias mensais de vazões do período de 1971 a 1990 (Linha base), para a casa de força principal Belo Monte. Quando se observa a linha de base, vê-se que no mês março é necessário verter vazões em razão da capacidade máxima da usina ter sido atingida. Em relação às projeções, nota-se que com o efeito das mudanças climáticas nas vazões do rio, a usina em nenhum dos períodos conseguirá utilizar a sua capacidade máxima.

No cenário RCP 4.5, a partir do mês de junho, no modelo HadGEM2-ES, a potência disponível de todos os períodos da projeção ficará abaixo da energia firme e no modelo MIROC5, a partir do mês de maio. No cenário 8.5, apesar das reduções serem maiores, o ciclo se mantém similar, com exceção do período 2071-2099, do modelo HadGEM2-ES, que não conseguirá garantir a energia firme em nenhum dos meses.

Nos Quadros 19 a 21, temos a estimativa do número de turbinas que estariam operando em cada mês no período histórico (linha de base) e nos cenários RCP 4.5 e RCP 8.5. Foi considerada nos cálculos, a capacidade das turbinas poderem operar com carga parcial (com 60% da vazão – limite em que a turbina pode operar sem risco da ocorrência de cavitação). Esse cálculo é feito somente para a casa de força principal Belo Monte que possui 18 turbinas Francis instaladas, correspondendo a 11.000 MW de potência.

Concluimos, que devido aos efeitos das mudanças climáticas nas vazões projetados sob os cenários considerados neste estudo, dificilmente a casa de força principal de UHE Belo Monte, funcionará em sua capacidade máxima. No período 2071-2099, no modelo HadGEM2-ES, o mês de outubro não apresentou vazão suficiente para geração de energia, e no modelo MIROC5, o mês de setembro também apresentou déficit hídrico para geração, o que significa que o Sítio Belo Monte poderá ficar sem operar nesses meses.

a)



b)

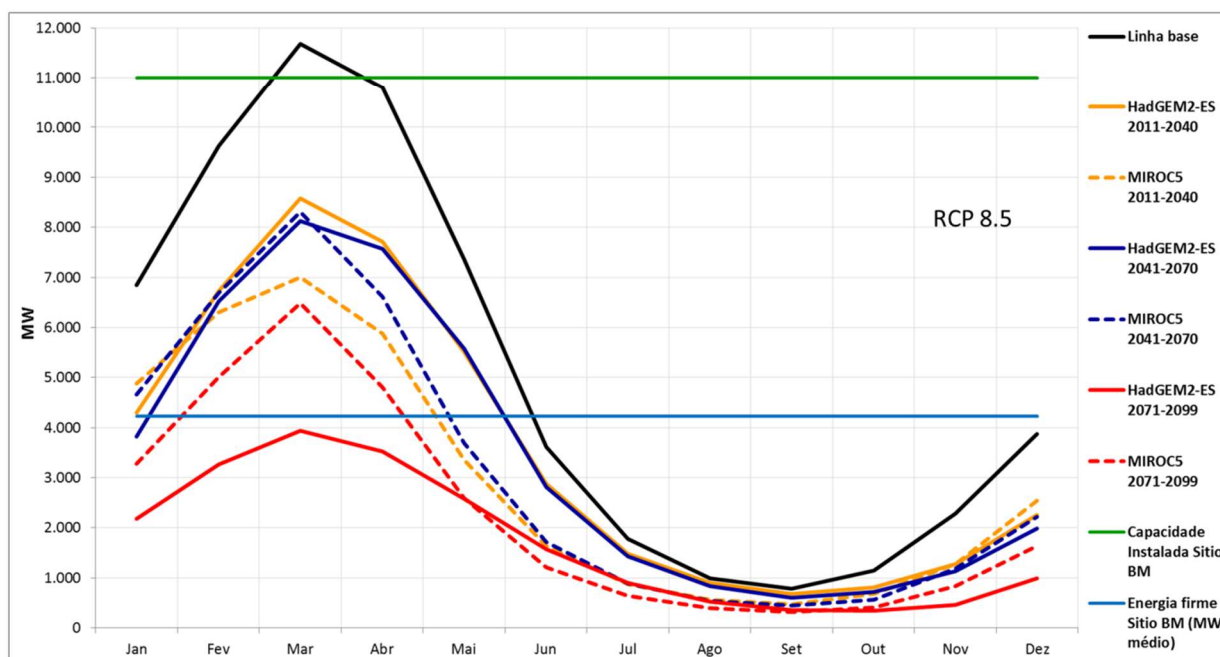


Figura 40- Potência Disponível para os cenários a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5 dos modelos HadGEM2-ES e MIROC5

Quadro 19 - Número estimado de turbinas operando por mês - Linha de base

Mês	Linha de base	
	MW	Turbinas
Jan	6.841	12
Fev	9.625	16
Mar	11.677	20
Abr	10.799	18
Mai	7.359	12
Jun	3.608	6
Jul	1.777	3
Ago	994	2
Set	779	1
Out	1.138	2
Nov	2.281	4
Dez	3.870	7

Quadro 20- Números estimado de turbinas operando por mês - Cenário 4.5

Mês	HadGEM2-ES - RCP 4.5						MIROC5 - RCP 4.5					
	2011-2040		2041-2070		2071-2099		2011-2040		2041-2070		2071-2099	
	MW	Turbinas	MW	Turbinas	MW	Turbinas	MW	Turbinas	MW	Turbinas	MW	Turbinas
Jan	4.792	8	5.801	10	5.058	9	5.190	9	4.814	8	4.804	8
Fev	7.655	13	8.647	15	7.819	13	7.299	12	6.748	11	6.864	12
Mar	10.121	17	10.521	18	9.533	16	8.588	14	8.315	14	7.847	13
Abr	8.698	15	9.263	16	8.297	14	7.113	12	7.191	12	6.406	11
Mai	5.343	9	5.726	10	5.179	9	4.201	7	4.249	7	3.470	6
Jun	2.675	5	2.880	5	2.694	5	2.038	3	1.996	3	1.680	3
Jul	1.381	2	1.448	2	1.409	2	1.015	2	1.013	2	875	1
Ago	799	1	856	1	796	1	606	1	619	1	538	1
Set	603	1	654	1	568	1	492	1	532	1	458	1
Out	759	1	814	1	649	1	635	1	740	1	616	1
Nov	1.369	2	1.550	3	1.276	2	1.315	2	1.539	3	1.300	2
Dez	2.728	5	3.076	5	2.707	5	2.745	5	2.797	5	2.466	4

Quadro 21 - Números estimado de turbinas operando por mês - Cenário 8.5

Mês	HadGEM2-ES - RCP 8.5						MIROC5 - RCP 8.5					
	2011-2040		2041-2070		2071-2099		2011-2040		2041-2070		2071-2099	
	MW	Turbinas	MW	Turbinas	MW	Turbinas	MW	Turbinas	MW	Turbinas	MW	Turbinas
Jan	4.301	2	3.821	6	2.179	4	4.878	8	4.659	8	3.278	6
Fev	6.725	7	6.519	11	3.267	6	6.303	8	6.690	11	5.014	8
Mar	8.571	11	8.120	14	3.939	7	7.003	11	8.300	14	6.488	11
Abr	7.705	14	7.573	13	3.522	6	5.881	12	6.607	11	4.801	8
Mai	5.509	13	5.575	9	2.576	4	3.361	10	3.692	6	2.587	4
Jun	2.883	9	2.809	5	1.568	3	1.630	6	1.715	3	1.206	2
Jul	1.478	5	1.431	2	893	2	869	3	884	1	639	1
Ago	893	2	830	1	530	1	558	1	540	1	397	1
Set	686	2	605	1	360	1	468	1	447	1	316	0
Out	809	1	724	1	342	0	675	1	561	1	407	1
Nov	1.280	1	1.128	2	462	1	1.277	1	1.183	2	837	1
Dez	2.262	2	1.985	3	991	2	2.540	2	2.215	4	1.635	3



## 5.5. CURVA DE DURAÇÃO DE POTÊNCIA - EFETIVA

Nas Figura 41 e 42, são apresentadas as Curvas de Duração de Potência Efetiva dos modelos HadGEM2-ES e MIROC5, sendo a 41 (a) e a 42 (a) no cenário RCP4.5 e, 41 (b) e 42 (b) no cenário RCP 8.5.

Observa-se, que na curva de simulação do período histórico (linha base), aproximadamente 40% do tempo, a estimativa da potência efetiva é igualada à energia firme calculada no projeto, o que mostra a aderência da simulação com o valor da garantia física estimada para UHE Belo Monte na nota técnica (EPE-DEE-RE-004/2010- , 2010).

Quando se considera os efeitos das mudanças climáticas, no cenário 4.5 para o modelo HadGEM2-ES (Figura 41a), o tempo de disponibilidade de potência efetiva tem uma grande redução, ficando na faixa entre 25% e 27% do tempo. Já no cenário 4.5, para o modelo MIROC5 (Figura 42a), a capacidade de manter a energia firme sofre uma redução entre 19% e 20% do tempo.

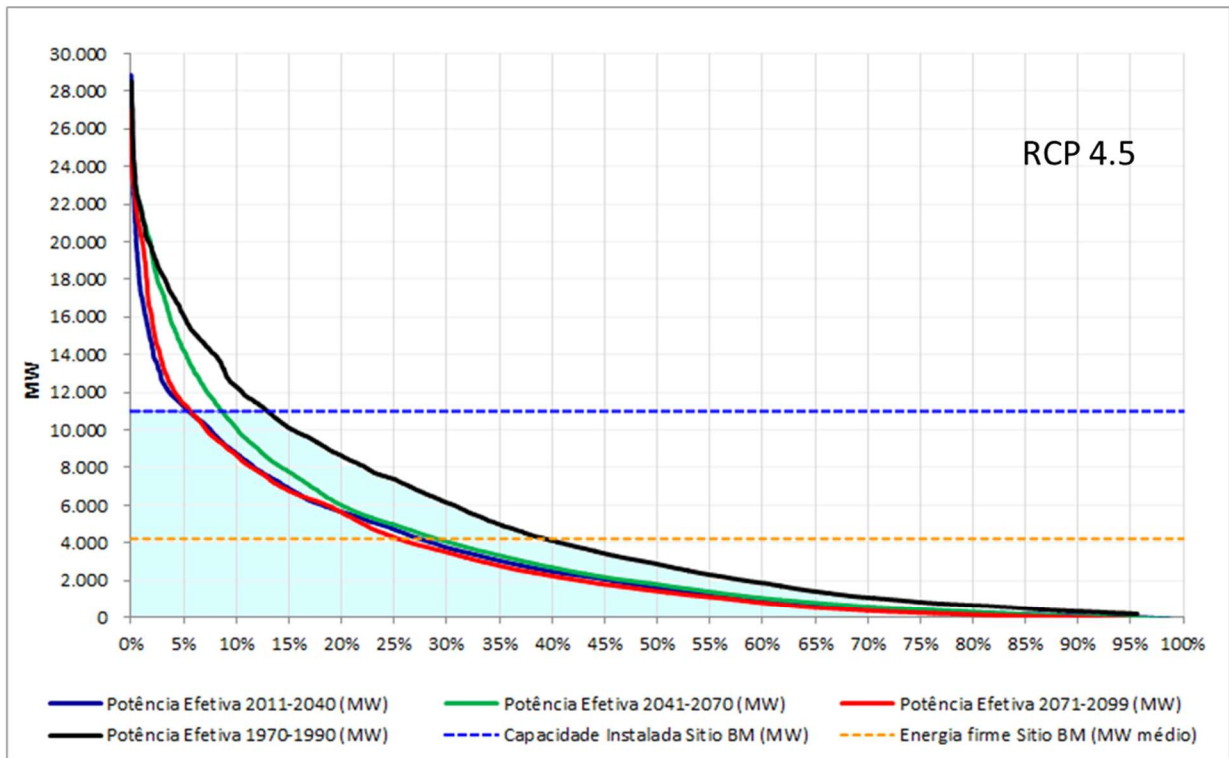
Quando se analisa o cenário 8.5, para os modelos HadGEM2-ES e MIROC5, esses valores atingem entre 23% e 7% e, entre 18% e 13% respectivamente.

O Quadro 22, mostra o resumo do percentual do tempo estimado de potência efetiva poderá ser garantida, na casa de força principal, considerando sua capacidade instalada (11.000 MW) e energia firme.

*Quadro 22 - Percentual do tempo estimado por período de Potência Efetiva - Capacidade Instalada e Energia Firme*

Períodos	HadGEM2-ES				MIROC5			
	RCP 4.5		RCP 8.5		RCP 4.5		RCP 8.5	
	Capacidade Instalada	Energia Firme	Capacidade Instalada	Energia Firme	Capacidade Instalada	Energia Firme	Capacidade Instalada	Energia Firme
2011-2040	5%	27%	4%	23%	8%	20%	6%	18%
2041-2070	9%	28%	5%	22%	5%	22%	6%	19%
2071-2099	6%	25%	1%	7%	6%	19%	3%	13%

a)



b)

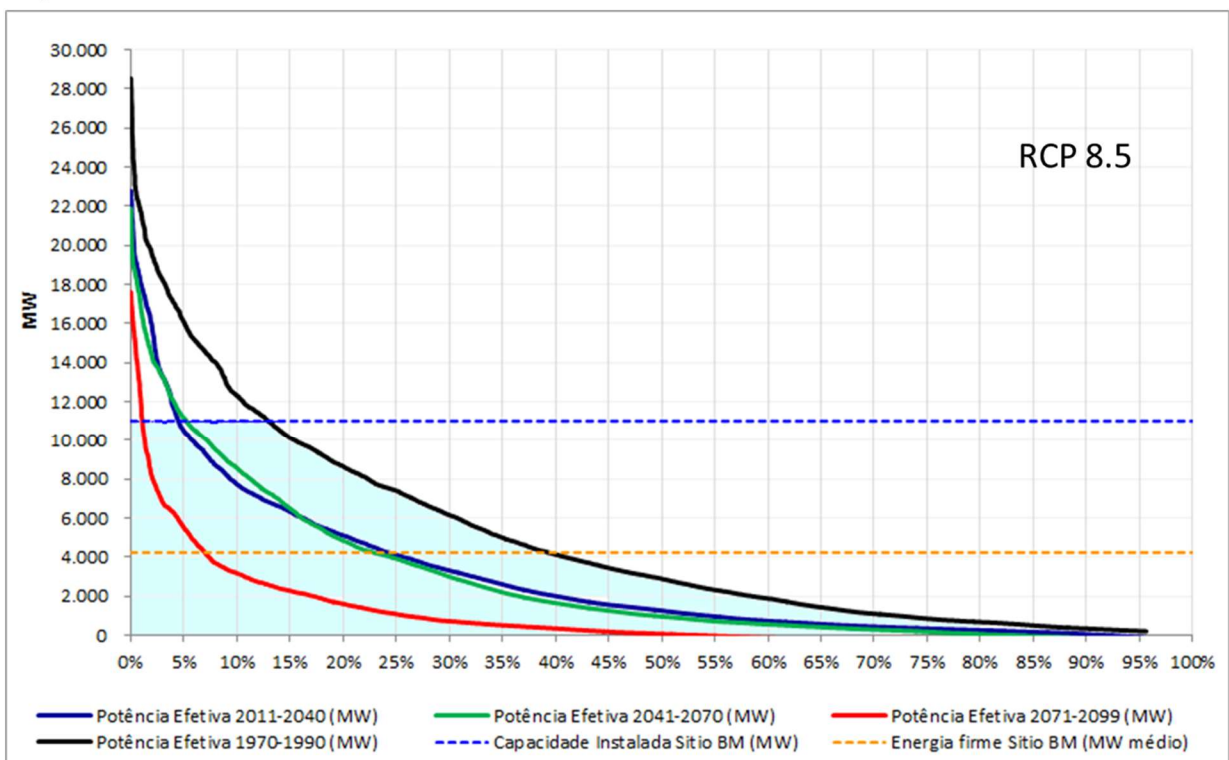
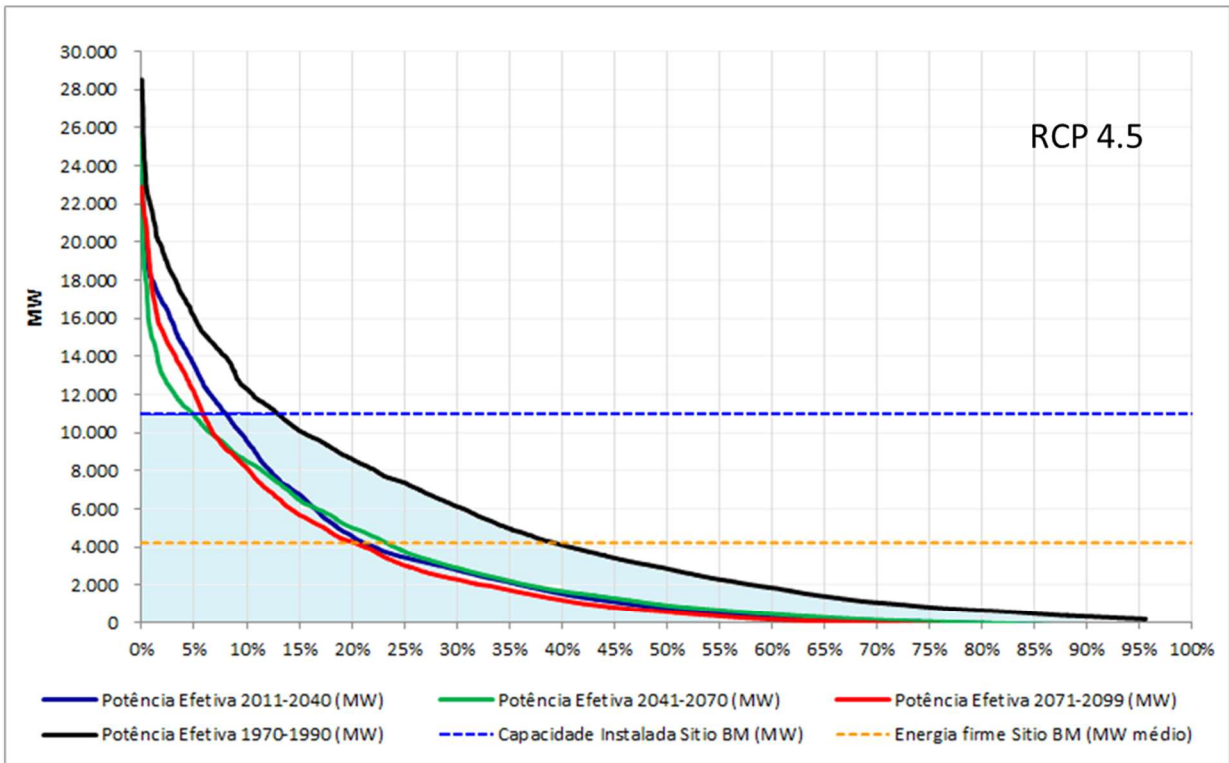


Figura 41- Curva de Duração de Potência - Modelo HadGEM2-ES - a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5

a)



b)

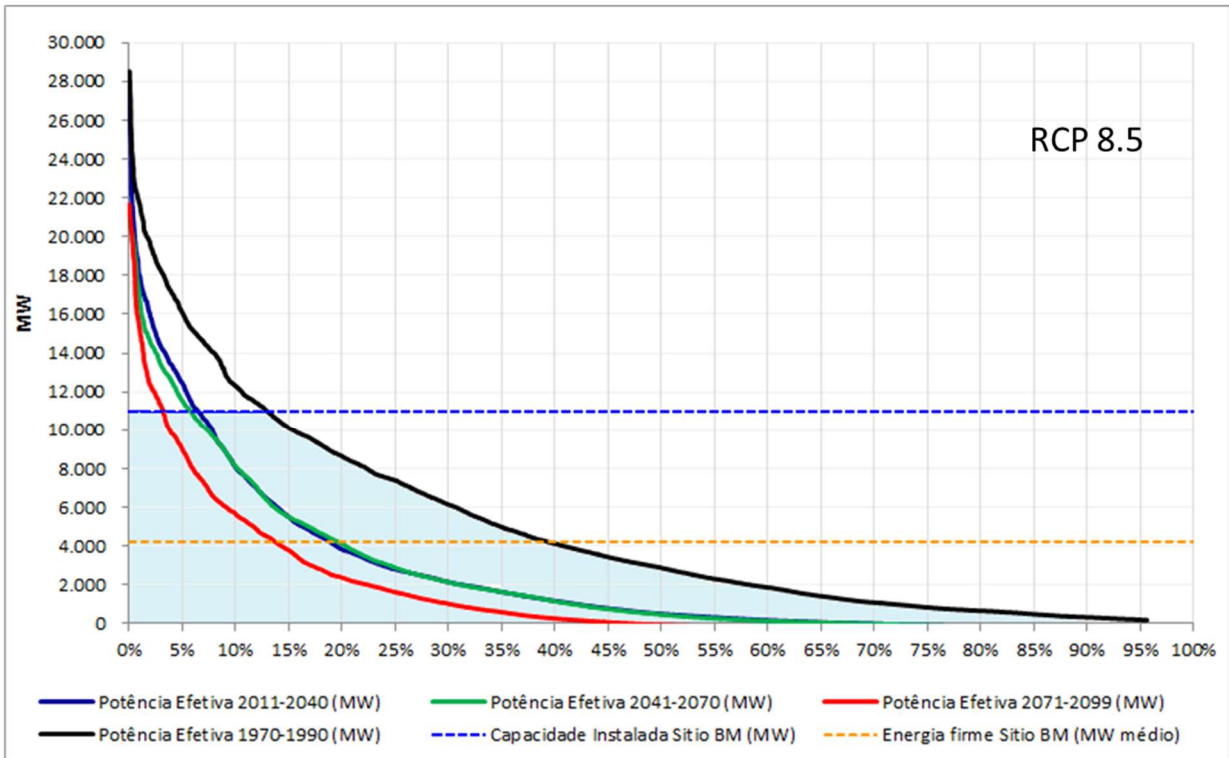


Figura 42 - Curva de Duração de Potência - Modelo MIROC5 - a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5

## 5.6. CURVA DE DURAÇÃO DE POTÊNCIA DISPONÍVEL

As Figura 43 e 44, mostram as Curvas de Duração de Potência Disponível dos modelos HadGEM2-ES e MIROC5. As figuras 43a e 44a são referentes ao cenário RCP 4.5 e, as figuras 43b e 44b ao cenário RCP 8.5. Para essa etapa, foram consideradas para os cálculos, as séries de vazão diárias das curvas de permanência subtraindo as vazões do hidrograma ecológico.

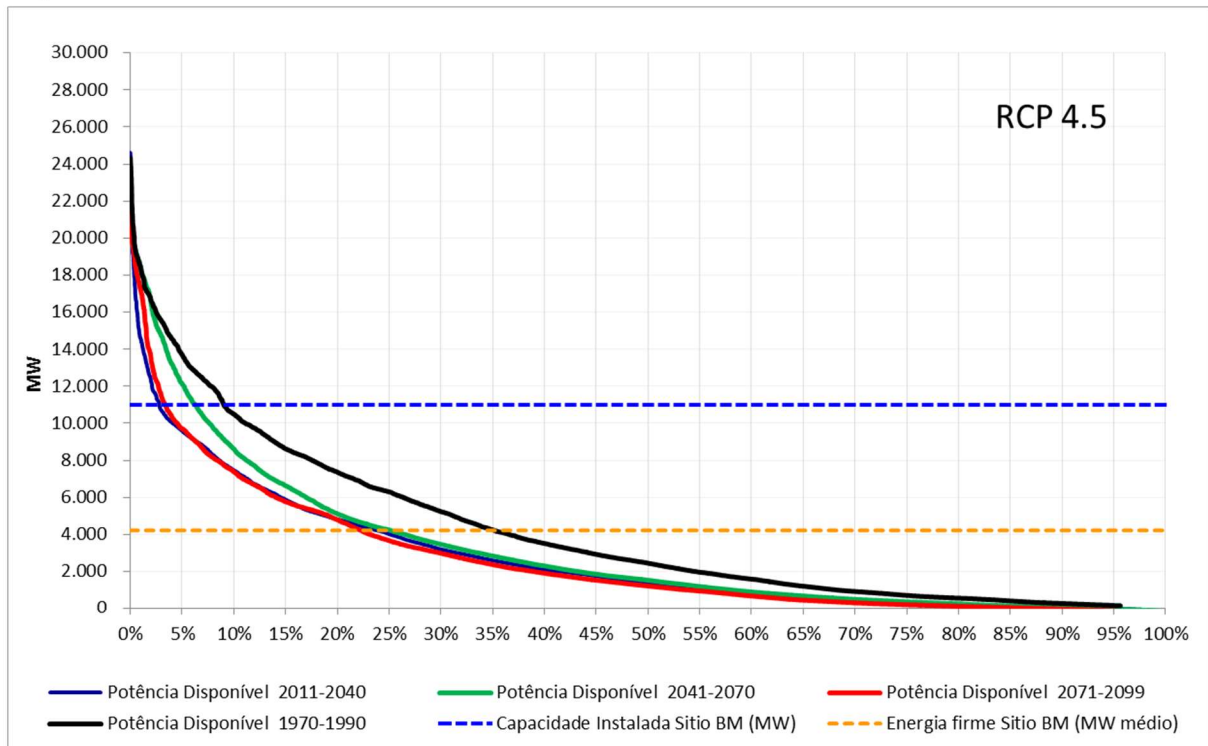
A diferença dessas curvas de duração de potência disponível para as curvas de potência disponíveis médias mensais (Figura 40), são que as séries de vazão, por serem diárias, possibilitaram a aplicação do hidrograma ecológico sem provocar grandes distorções. A utilização desse método permite identificar, de forma mais clara, o comportamento da variabilidade de potência em relação à variabilidade da vazão do rio.

O Quadro 23, resume os resultados das Figura 43 e 44. Interessante observar que quando se acrescenta nos cálculos a Indisponibilidade Forçada - TEIF e Programada – IP, a porcentagem no tempo de energia firme no modelo HadGEM2-ES reduz para 22% no cenário RCP 4.5 e 6% no cenário RCP 8.5 e, no modelo MIROC5 vai para 17% e 12%, até o final do século.

*Quadro 23- Percentual estimado de Potência Disponível por período - Capacidade Instalada e Energia Firme*

Períodos	HadGEM2-ES				MIROC5			
	RCP 4.5		RCP 8.5		RCP 4.5		RCP 8.5	
	Capacidade Instalada	Energia Firme	Capacidade Instalada	Energia Firme	Capacidade Instalada	Energia Firme	Capacidade Instalada	Energia Firme
2011-2040	3%	23%	3%	20%	5%	19%	4%	16%
2041-2070	6%	24%	3%	19%	2%	20%	4%	17%
2071-2099	3%	22%	1%	6%	4%	17%	2%	12%

a)



b)

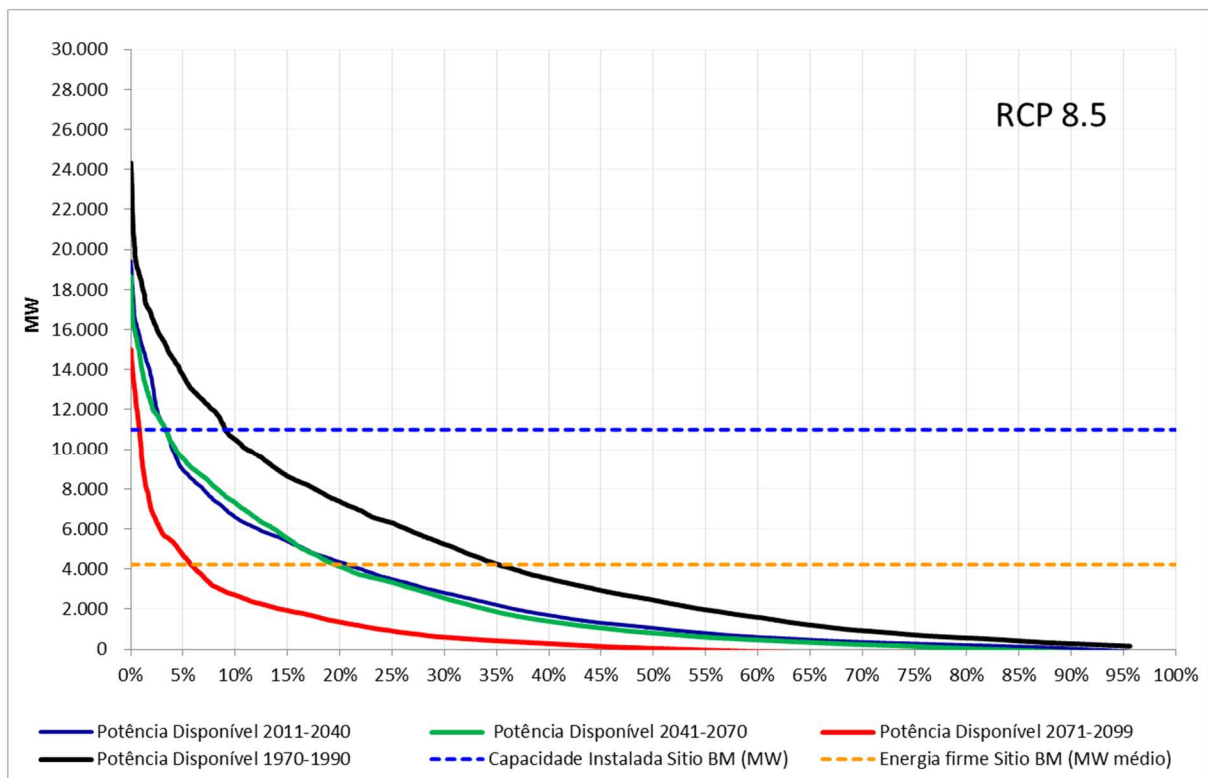
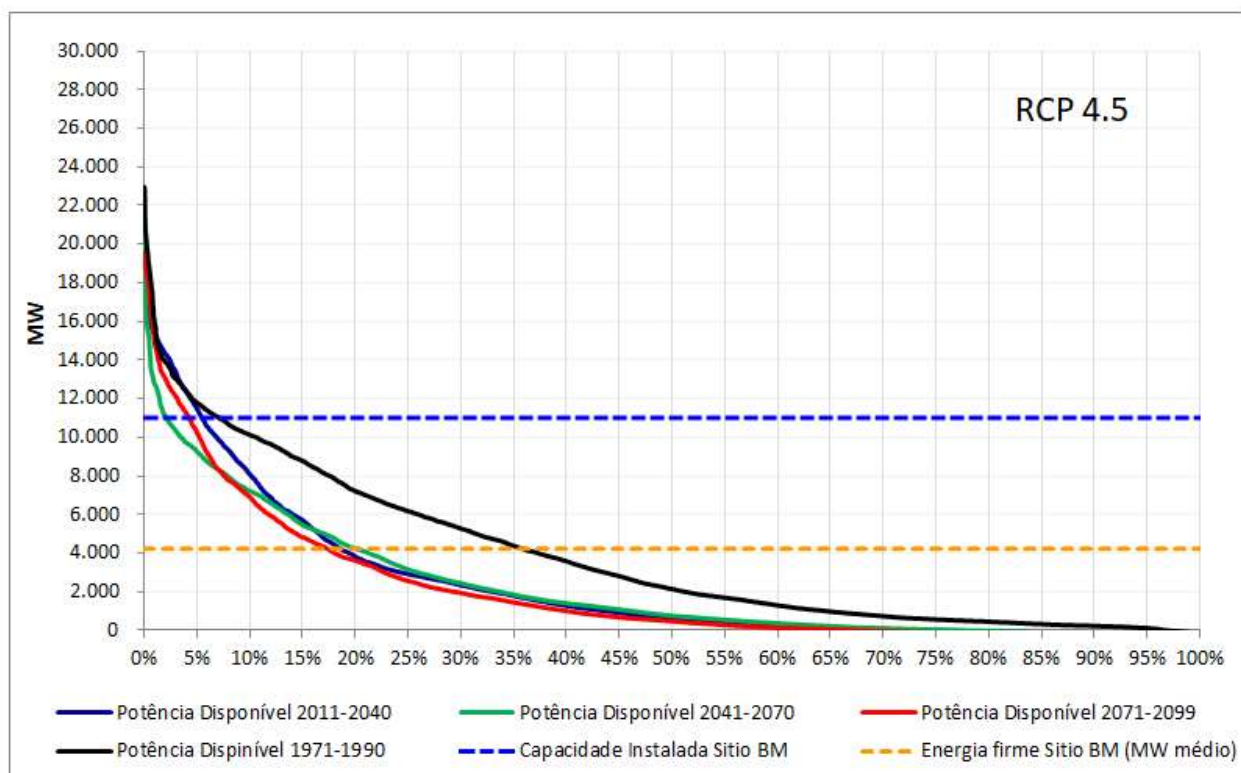


Figura 43 - Curva de Duração de Potência Disponível - Modelo HadGEM2-ES - a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5

a)



b)

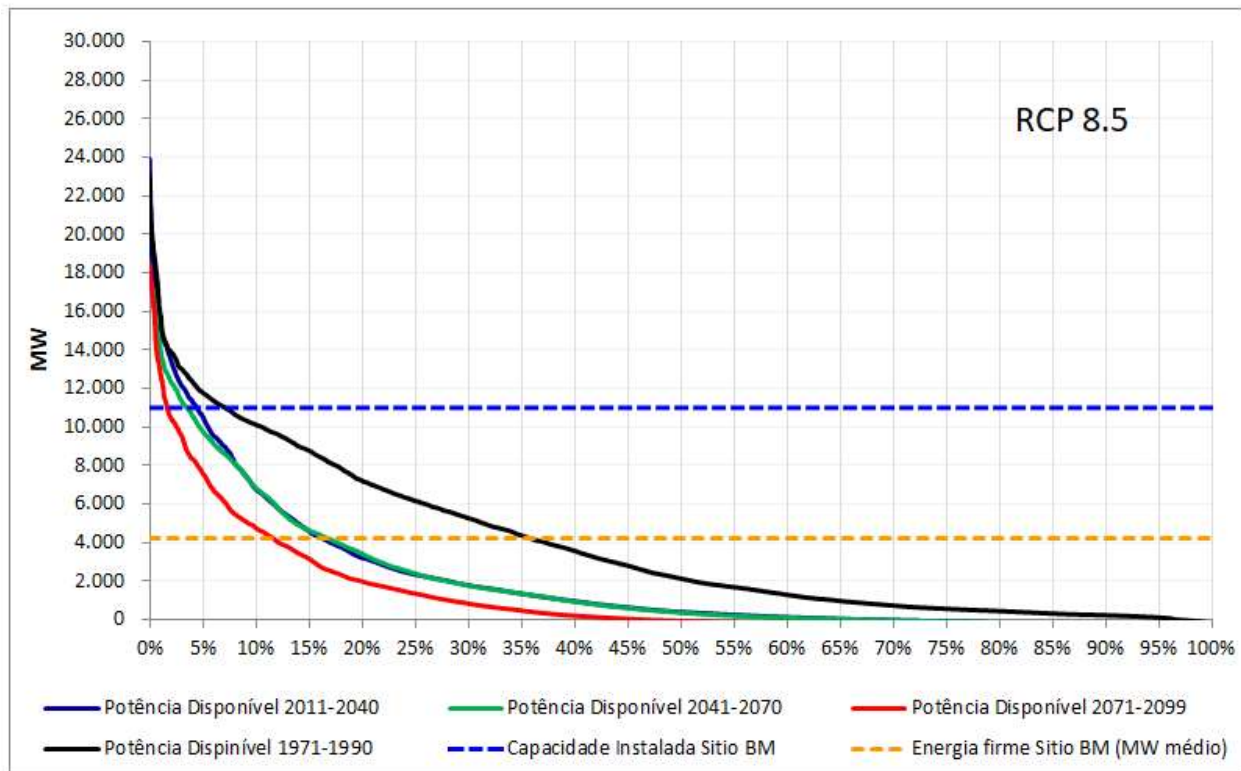


Figura 44 - Curva de Duração de Potência Disponível - Modelo MIROC5 - a) RCP 4.5 e b) RCP 8.5

## 5.7. EMISSÕES CO<sub>2</sub>

Na sequência serão analisados os resultados das estimativas de emissões de CO<sub>2</sub>.

### 5.7.1. EMISSÕES EVITADAS COM A CONSTRUÇÃO DA USINA

A base dos argumentos para a construção da UHE Belo Monte foi o equilíbrio na oferta de energia, garantindo a segurança do sistema elétrico nacional. Como discutido, no item 4.10 da metodologia, caso não fosse construída a usina, boa parte da energia necessária para atender a demanda, principalmente, nos horários de pico, seriam provenientes da geração térmica, o que aumentaria a contribuição do setor nas emissões de GEE.

Utilizando o método apresentado no item 4.10, estima-se que o total de emissões evitadas, anualmente, será aproximadamente de 12,5 MtCO<sub>2eq</sub>. No Quadro 24, podemos observar de forma detalhada, o quanto o setor de energia elétrica deixará de emitir CO<sub>2</sub> com a operação da usina, com pleno aproveitamento da vazão mensal.

*Quadro 24- Estimativas de emissões evitadas pela opção de construção da UHE Belo Monte – Médias mensais*

Linha Base - 1970-1990			
Mês	Vazão (m <sup>3</sup> /s)	Energia Gerada (MWh)	Emissões Evitadas (ton CO <sub>2eq</sub> )
Jan	10.175	4.925.563	1.408.711
Fev	14.316	6.930.240	1.982.049
Mar	17.367	8.407.178	2.404.453
Abr	16.061	7.775.132	2.223.688
Mai	10.945	5.298.314	1.515.318
Jun	5.366	2.597.822	742.977
Jul	2.643	1.279.361	365.897
Ago	1.479	715.896	204.746
Set	1.159	560.870	160.409
Out	1.693	819.468	234.368
Nov	3.392	1.641.966	469.602
Dez	5.756	2.786.463	796.928
<b>Total anual :</b>		<b>43.738.273</b>	<b>12.509.146</b>

### 5.7.2. EMISSÕES POR COMPENSAÇÃO E SEU IMPACTO NO NDC

Os Quadros 25 e 26, mostram as diferenças na geração de energia, entre o cenário atual (período de 1970-1990), as projeções dos modelos HadGEM2-ES e MIROC5 (períodos 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2099), e as emissões de CO<sub>2</sub> dessa diferença, caso venha a ser compensada por energia termelétrica. A diferença de geração é a subtração do resultado da energia gerada de cada período das projeções, do resultado da energia gerada do período histórico. Se considerou que essa diferença de geração, energia que a UHE Belo Monte poderá deixar de gerar em razão dos impactos das mudanças climáticas no volume de vazões, seria compensada por geração de energia em usinas termoelétricas, conforme explicado no item 4.10 da metodologia.

No cenário RCP 4.5, o modelo MIROC5 (Quadro 25b) por ser o que apresentou maiores reduções nas projeções das vazões, mostra um impacto maior na diferença de geração de energia. No período 2011-2040, período que cobre os compromissos assumidos pelo Brasil na NDC, as emissões anuais da termelétrica (da energia gerada por geração térmica para compensar a redução da geração hídrica) podem chegar a 4,02 MtCO<sub>2eq/ano</sub> no modelo MIROC5 e 2,85 MtCO<sub>2eq/ano</sub> no modelo HadGEM2-ES. Até o final do século, essas emissões podem chegar a 4,82 MtCO<sub>2eq/ano</sub> no modelo MIROC5 e 3,03 MtCO<sub>2eq/ano</sub>, no HadGEM2-ES.

No cenário 8.5, essas emissões correspondem a 6,8 MtCO<sub>2eq/ano</sub> para o modelo MIROC5. No modelo HadGEM2-ES, devido a redução extrema nas projeções das vazões do período 2071-2099, a diferença de geração apresenta um aumento grande em relação ao período anterior, ocasionado uma probabilidade maior de emissões, podendo chegar a 8,26 MtCO<sub>2eq/ano</sub>. O Gráfico 13 apresenta o resumo das emissões de CO<sub>2</sub> por compensação de energia hídrica por térmica dos quadros 25 e 26.



**Quadro 25 - Emissões da energia gerada por termelétrica para compensar a redução da geração de UHE Belo Monte por causa das mudanças climáticas – (a) HadGEM2-ES e (b) MIROC5 -RCP 4.5**

a)

Mês	2011-2040 - HadGEM2-ES				2041-2070 - HadGEM2-ES				2071-2099 - HadGEM2-ES			
	Vazão (m3/s)	Energia Gerada (MWh)	Diferença de Geração MWh	Emissões (MtCO <sub>2eq</sub> )	Vazão (m3/s)	Energia Gerada (MWh)	Diferença de Geração MWh	Emissões (MtCO <sub>2eq</sub> )	Vazão (m3/s)	Energia Gerada (MWh)	Diferença de Geração MWh	Emissões (MtCO <sub>2eq</sub> )
Jan	7.128	3.450.595	1.474.968	0,42	8.628	4.176.710	748.853	0,21	7.523	3.641.923	1.283.640	0,37
Fev	11.385	5.511.611	1.418.629	0,41	12.861	6.225.919	704.321	0,20	11.630	5.629.933	1.300.307	0,37
Mar	15.053	7.286.895	1.120.283	0,32	15.648	7.575.071	832.107	0,24	14.179	6.863.789	1.543.390	0,44
Abr	12.937	6.262.700	1.512.432	0,43	13.777	6.669.401	1.105.731	0,32	12.341	5.974.031	1.801.102	0,52
Mai	7.947	3.847.299	1.451.015	0,41	8.517	4.122.835	1.175.479	0,34	7.702	3.728.600	1.569.715	0,45
Jun	3.979	1.925.973	671.848	0,19	4.283	2.073.505	524.316	0,15	4.007	1.939.692	658.129	0,19
Jul	2.054	994.274	285.087	0,08	2.153	1.042.271	237.089	0,07	2.096	1.014.465	264.896	0,08
Ago	1.188	575.117	140.779	0,04	1.274	616.579	99.316	0,03	1.184	573.151	142.744	0,04
Set	897	434.314	126.556	0,04	972	470.606	90.264	0,03	845	409.184	151.686	0,04
Out	1.129	546.376	273.091	0,08	1.210	585.762	233.706	0,07	965	467.324	352.144	0,10
Nov	2.036	985.812	656.154	0,19	2.306	1.116.318	525.647	0,15	1.897	918.421	723.545	0,21
Dez	4.058	1.964.328	822.135	0,24	4.575	2.214.497	571.965	0,16	4.027	1.949.258	837.205	0,24
<b>TOTAL ANUAL:</b>	<b>33.785.294</b>	<b>9.952.979</b>	<b>2,85</b>	<b>2,85</b>	<b>36.889.476</b>	<b>6.848.796</b>	<b>1,96</b>	<b>1,96</b>	<b>33.109.771</b>	<b>10.628.502</b>	<b>3,04</b>	<b>3,04</b>

b)

Mês	2011-2040 - MIROC5				2041-2070 - MIROC5				2071-2099 - MIROC5			
	Vazão (m3/s)	Energia Gerada (MWh)	Diferença de Geração MWh	Emissões (MtCO <sub>2eq</sub> )	Vazão (m3/s)	Energia Gerada (MWh)	Diferença de Geração MWh	Emissões (MtCO <sub>2eq</sub> )	Vazão (m3/s)	Energia Gerada (MWh)	Diferença de Geração MWh	Emissões (MtCO <sub>2eq</sub> )
Jan	7.720	3.737.115	1.188.448	0,34	7.160	3.466.241	1.459.322	0,42	7.145	3.458.694	1.466.869	0,42
Fev	10.856	5.255.332	1.674.908	0,48	10.037	4.858.695	2.071.545	0,59	10.209	4.942.012	1.988.228	0,57
Mar	12.773	6.183.493	2.223.686	0,64	12.368	5.987.116	2.420.063	0,69	11.671	5.649.805	2.757.374	0,79
Abr	10.580	5.121.596	2.653.536	0,76	10.695	5.177.470	2.597.662	0,74	9.527	4.612.055	3.163.078	0,90
Mai	6.248	3.024.796	2.273.518	0,65	6.319	3.059.191	2.239.123	0,64	5.161	2.498.612	2.799.703	0,80
Jun	3.032	1.467.678	1.130.144	0,32	2.968	1.436.773	1.161.048	0,33	2.498	1.209.438	1.388.383	0,40
Jul	1.510	731.072	548.288	0,16	1.507	729.339	550.022	0,16	1.302	630.105	649.256	0,19
Ago	901	436.168	279.728	0,08	921	445.840	270.056	0,08	801	387.594	328.302	0,09
Set	731	354.041	206.829	0,06	791	383.019	177.851	0,05	681	329.837	231.033	0,07
Out	945	457.255	362.213	0,10	1.100	532.570	286.898	0,08	916	443.386	376.082	0,11
Nov	1.957	947.157	694.809	0,20	2.288	1.107.774	534.192	0,15	1.933	935.689	706.277	0,20
Dez	4.083	1.976.319	810.144	0,23	4.160	2.013.749	772.714	0,22	3.667	1.775.328	1.011.135	0,29
<b>TOTAL ANUAL:</b>	<b>29.692.022</b>	<b>14.046.251</b>	<b>4,02</b>	<b>4,02</b>	<b>29.197.778</b>	<b>14.540.495</b>	<b>4,16</b>	<b>4,16</b>	<b>26.872.554</b>	<b>16.865.719</b>	<b>4,82</b>	<b>4,82</b>

**Quadro 26 - Emissões da energia gerada por termelétrica para compensar a redução da geração de UHE Belo Monte por causa das mudanças climáticas – (a) HadGEM2-ES e (b) MIROC5 -RCP 8.5**

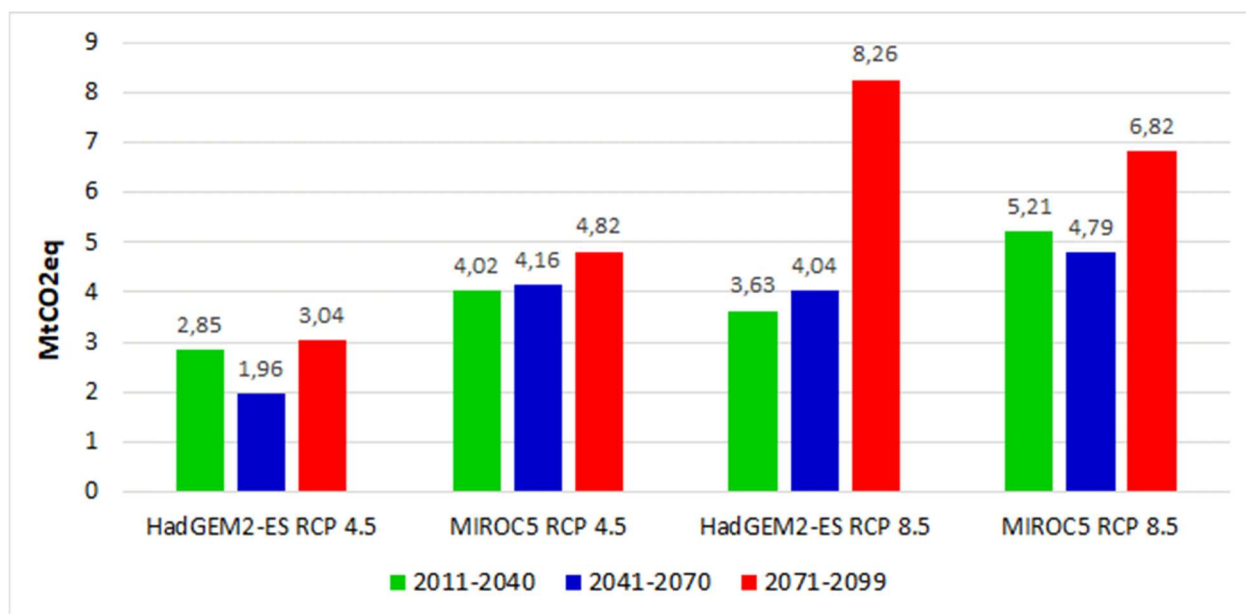
a)

Mês	2011-2040 - HadGEM2-ES				2041-2070 - HadGEM2-ES				2071-2099 - HadGEM2-ES			
	Vazão (m3/s)	Energia Gerada (MWh)	Diferença de Geração MWh	Emissões (MtCO <sub>2eq</sub> )	Vazão (m3/s)	Energia Gerada (MWh)	Diferença de Geração MWh	Emissões (MtCO <sub>2eq</sub> )	Vazão (m3/s)	Energia Gerada (MWh)	Diferença de Geração MWh	Emissões (MtCO <sub>2eq</sub> )
Jan	6.397	3.096.553	1.829.009	0,52	5.683	2.751.298	2.174.265	0,62	3.241	1.568.858	3.356.705	0,96
Fev	10.003	4.842.207	2.088.033	0,60	9.696	4.693.862	2.236.378	0,64	4.859	2.352.333	4.577.907	1,31
Mar	12.748	6.171.129	2.236.049	0,64	12.077	5.846.337	2.560.842	0,73	5.859	2.836.107	5.571.072	1,59
Abr	11.460	5.547.714	2.227.418	0,64	11.264	5.452.629	2.322.503	0,66	5.238	2.535.591	5.239.541	1,50
Mai	8.193	3.966.192	1.332.122	0,38	8.292	4.013.895	1.284.419	0,37	3.832	1.854.879	3.443.435	0,98
Jun	4.287	2.075.447	522.375	0,15	4.178	2.022.763	575.059	0,16	2.333	1.129.161	1.468.660	0,42
Jul	2.198	1.064.099	215.262	0,06	2.128	1.030.106	249.255	0,07	1.328	642.871	636.490	0,18
Ago	1.328	643.011	72.885	0,02	1.234	597.526	118.370	0,03	788	381.494	334.402	0,10
Set	1.020	493.567	67.303	0,02	901	435.930	124.940	0,04	535	258.878	301.992	0,09
Out	1.203	582.252	237.215	0,07	1.077	521.421	298.046	0,09	509	246.515	572.953	0,16
Nov	1.903	921.335	720.630	0,21	1.678	812.453	829.513	0,24	687	332.485	1.309.481	0,37
Dez	3.365	1.628.769	1.157.694	0,33	2.952	1.428.941	1.357.522	0,39	1.473	713.272	2.073.191	0,59
<b>TOTAL ANUAL:</b>	<b>31.032.277</b>	<b>12.705.996</b>	<b>3,63</b>	<b>3,63</b>	<b>29.607.160</b>	<b>14.131.112</b>	<b>4,04</b>	<b>4,04</b>	<b>14.852.445</b>	<b>28.885.828</b>	<b>8,26</b>	<b>8,26</b>

b)

Mês	2011-2040 - MIROC5				2041-2070 - MIROC5				2071-2099 - MIROC5			
	Vazão (m3/s)	Energia Gerada (MWh)	Diferença de Geração MWh	Emissões (MtCO <sub>2eq</sub> )	Vazão (m3/s)	Energia Gerada (MWh)	Diferença de Geração MWh	Emissões (MtCO <sub>2eq</sub> )	Vazão (m3/s)	Energia Gerada (MWh)	Diferença de Geração MWh	Emissões (MtCO <sub>2eq</sub> )
Jan	7.255	3.512.326	1.413.237	0,40	6.930	3.354.812	1.570.751	0,45	4.875	2.359.866	2.565.697	0,73
Fev	9.374	4.537.974	2.392.266	0,68	9.951	4.817.049	2.113.191	0,60	7.457	3.609.827	3.320.413	0,95
Mar	10.415	5.041.992	3.365.186	0,96	12.345	5.976.161	2.431.018	0,70	9.650	4.671.458	3.735.721	1,07
Abr	8.748	4.234.607	3.540.525	1,01	9.827	4.757.234	3.017.898	0,86	7.141	3.456.965	4.318.167	1,23
Mai	4.999	2.419.903	2.878.412	0,82	5.492	2.658.599	2.639.715	0,75	3.848	1.862.794	3.435.520	0,98
Jun	2.424	1.173.577	1.424.245	0,41	2.551	1.235.023	1.362.799	0,39	1.793	868.192	1.729.630	0,49
Jul	1.292	625.366	653.995	0,19	1.315	636.403	642.958	0,18	950	460.063	819.298	0,23
Ago	830	401.666	314.230	0,09	803	388.964	326.932	0,09	591	286.012	429.884	0,12
Set	696	337.084	223.786	0,06	665	321.994	238.876	0,07	469	227.180	333.690	0,10
Out	1.004	485.821	333.647	0,10	834	403.748	415.720	0,12	605	292.915	526.553	0,15
Nov	1.899	919.123	722.843	0,21	1.760	851.810	790.156	0,23	1.245	602.831	1.039.134	0,30
Dez	3.778	1.828.816	957.647	0,27	3.294	1.594.718	1.191.745	0,34	2.431	1.176.975	1.609.488	0,46
<b>TOTAL ANUAL:</b>	<b>25.518.255</b>	<b>18.220.017</b>	<b>5,21</b>	<b>5,21</b>	<b>26.996.515</b>	<b>16.741.757</b>	<b>4,79</b>	<b>4,79</b>	<b>19.875.078</b>	<b>23.863.195</b>	<b>6,82</b>	<b>6,82</b>

Gráfico 13 - Resumo dos quadros 25 e 26 - Emissões da energia gerada por termelétrica para compensar a redução da geração da UHE Belo Monte



Em resumo, o montante de emissões evitadas pela construção da UHE Belo Monte, representa aproximadamente 12,51 MtCO<sub>2eq</sub>/ano, o que equivale em torno de 1,04% das reduções que o Brasil se comprometeu a fazer na NDC até 2025. Esse valor pode parecer pequeno, mas em 20 anos o acumulado representa 251 MtCO<sub>2eq</sub>.

As reduções progressivas de vazões observadas nas projeções, em ambos os cenários, para os dois modelos, implicam numa redução na geração de energia e numa compensação dessa energia que deixará de ser gerada por energia térmica, para suprir a demanda crescente. Assim, essas emissões evitadas anuais sofrerão também uma redução, pois a compensação provoca aumento de emissões.

## 5.8. CUSTO DO MW PELA COMPENSAÇÃO DE GERAÇÃO POR TERMELÉTRICA

Os Quadros 27 e 28, mostram a estimativa do impacto no preço do MW, com o uso da energia térmica para compensar a redução da geração hidroelétrica da UHE Belo Monte, pelos efeitos das mudanças climáticas na disponibilidade de vazão. O Gráfico 14 apresenta o resumo das emissões de CO<sub>2</sub> por compensação de energia hídrica por térmica dos quadros 27 e 28.

No cenário RCP 4.5, se as projeções do modelo MIROC5 vierem a se confirmarem, o custo anual de substituir a parte da energia que a usina poderá deixar de gerar por energia térmica, será em torno de R\$ 1.142.819 ao ano, no período 2011-2040, podendo ampliar para R\$ 1.372.214, no período de 2071-2099. No cenário rodado pelas forçantes do modelo HadGEM2-ES, a partir de 2071, esse custo ano pode chegar a R\$ 864.747.

No cenário 8.5, para o modelo MIROC5 esses custos podem variar entre R\$ 1.482.401 a 1.941.536 ao ano, durante o século. No HadGEM2-ES, os custos anuais podem chegar a R\$ 2.350.183 a partir de 2071.

Quadro 27- Custo anual acrescido pela compensação em geração termelétrica – (a) HadGEM2-ES e (b) MIROC5 - RCP 4.5

a)

Mês	2011-2040 - HadGEM2-ES			2041-2070 - HadGEM2-ES			2071-2100 - HadGEM2-ES			
	Diferença de Geração	Diferença em MW	Valor do Custo Acrescido	Diferença de Geração	Diferença em MW	Valor do Custo Acrescido	Diferença de Geração MWh	Diferença em MW	Valor do Custo Acrescido	
Jan	1.474.968	2.049	120.005	748.853	1.040	60.928	1.283.640	1.783	104.438	
Fev	1.418.629	1.970	115.421	704.321	978	57.304	1.300.307	1.806	105.794	
Mar	1.120.283	1.556	91.147	832.107	1.156	67.701	1.543.390	2.144	125.572	
Abr	1.512.432	2.101	123.053	1.105.731	1.536	89.964	1.801.102	2.502	146.540	
Mai	1.451.015	2.015	118.056	1.175.479	1.633	95.638	1.569.715	2.180	127.714	
Jun	671.848	933	54.662	524.316	728	42.659	658.129	914	53.546	
Jul	285.087	396	23.195	237.089	329	19.290	264.896	368	21.552	
Ago	140.779	196	11.454	99.316	138	8.081	142.744	198	11.614	
Set	126.556	176	10.297	90.264	125	7.344	151.686	211	12.341	
Out	273.091	379	22.219	233.706	325	19.015	352.144	489	28.651	
Nov	656.154	911	53.385	525.647	730	42.767	723.545	1.005	58.868	
Dez	822.135	1.142	66.890	571.965	794	46.536	837.205	1.163	68.116	
<b>CUSTO ANUAL</b>			<b>809.785</b>				<b>557.226</b>			
								<b>864.747</b>		

b)

2011-2040 - MIROC5			2041-2070 - MIROC5			2071-2100 - MIROC5			
Mês	Diferença de Geração	Diferença em MW	Valor do Custo Acrescido	Diferença de Geração	Diferença em MW	Valor do Custo Acrescido	Diferença de Geração MWh	Diferença em MW	Valor do Custo Acrescido
Jan	1.188.448	1.651	96.693	1.459.322	2.027	118.732	1.466.869	2.037	119.346
Fev	1.674.908	2.326	136.272	2.071.545	2.877	168.543	1.988.228	2.761	161.764
Mar	2.223.686	3.088	180.922	2.420.063	3.361	196.899	2.757.374	3.830	224.343
Abr	2.653.536	3.685	215.895	2.597.662	3.608	211.349	3.163.078	4.393	257.352
Mai	2.273.518	3.158	184.976	2.239.123	3.110	182.178	2.799.703	3.888	227.787
Jun	1.130.144	1.570	91.950	1.161.048	1.613	94.464	1.388.383	1.928	112.960
Jul	548.288	762	44.609	550.022	764	44.750	649.256	902	52.824
Ago	279.728	389	22.759	270.056	375	21.972	328.302	456	26.711
Set	206.829	287	16.828	177.851	247	14.470	231.033	321	18.797
Out	362.213	503	29.470	286.898	398	23.342	376.082	522	30.598
Nov	694.809	965	56.530	534.192	742	43.462	706.277	981	57.463
Dez	810.144	1.125	65.914	772.714	1.073	62.869	1.011.135	1.404	82.267
<b>CUSTO ANUAL</b>			<b>1.142.819</b>	<b>1.183.031</b>			<b>1.372.214</b>		

Quadro 28- Custo anual acrescido pela compensação em geração termelétrica – (a) HadGEM2-ES e (b) MIROC5 - RCP 8.5

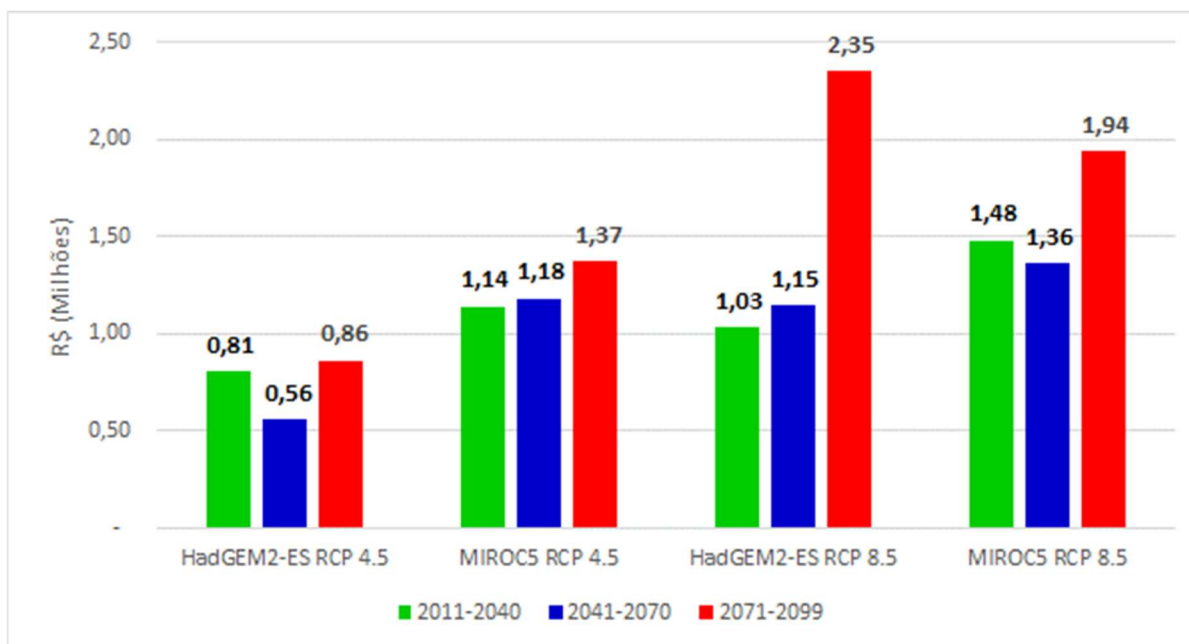
a)

2011-2040 - HadGEM2-ES			2041-2070 - HadGEM2-ES			2071-2100 - HadGEM2-ES			
Mês	Diferença de Geração MWh	Diferença em MW	Valor do Custo Acrescido	Diferença de Geração MWh	Diferença em MW	Valor do Custo Acrescido	Diferença de Geração MWh	Diferença em MW	Valor do Custo Acrescido
Jan	1.829.009	2.540	148.810	2.174.265	3.020	176.901	3.356.705	4.662	273.105
Fev	2.088.033	2.900	169.885	2.236.378	3.106	181.954	4.577.907	6.358	372.464
Mar	2.236.049	3.106	181.927	2.560.842	3.557	208.353	5.571.072	7.738	453.269
Abr	2.227.418	3.094	181.225	2.322.503	3.226	188.961	5.239.541	7.277	426.295
Mai	1.332.122	1.850	108.383	1.284.419	1.784	104.502	3.443.435	4.783	280.162
Jun	522.375	726	42.501	575.059	799	46.787	1.468.660	2.040	119.492
Jul	215.262	299	17.514	249.255	346	20.280	636.490	884	51.786
Ago	72.885	101	5.930	118.370	164	9.631	334.402	464	27.207
Set	67.303	93	5.476	124.940	174	10.165	301.992	419	24.570
Out	237.215	329	19.300	298.046	414	24.249	572.953	796	46.616
Nov	720.630	1.001	58.631	829.513	1.152	67.490	1.309.481	1.819	106.541
Dez	1.157.694	1.608	94.191	1.357.522	1.885	110.450	2.073.191	2.879	168.677
<b>CUSTO ANUAL</b>			<b>1.033.774</b>	<b>1.149.723</b>			<b>2.350.183</b>		

b)

Mês	2011-2040 - MIROC5			2041-2070 - MIROC5			2071-2100 - MIROC5		
	Diferença de Geração MWh	Diferença em MW	Valor do Custo Acrescido	Diferença de Geração MWh	Diferença em MW	Valor do Custo Acrescido	Diferença de Geração MWh	Diferença em MW	Valor do Custo Acrescido
Jan	1.413.237	1.963	114.983	1.570.751	2.182	127.798	2.565.697	3.563	208.748
Fev	2.392.266	3.323	194.637	2.113.191	2.935	171.932	3.320.413	4.612	270.152
Mar	3.365.186	4.674	273.795	2.431.018	3.376	197.790	3.735.721	5.189	303.942
Abr	3.540.525	4.917	288.061	3.017.898	4.192	245.540	4.318.167	5.997	351.331
Mai	2.878.412	3.998	234.191	2.639.715	3.666	214.770	3.435.520	4.772	279.518
Jun	1.424.245	1.978	115.878	1.362.799	1.893	110.879	1.729.630	2.402	140.725
Jul	653.995	908	53.210	642.958	893	52.312	819.298	1.138	66.659
Ago	314.230	436	25.566	326.932	454	26.600	429.884	597	34.976
Set	223.786	311	18.208	238.876	332	19.435	333.690	463	27.149
Out	333.647	463	27.146	415.720	577	33.823	526.553	731	42.841
Nov	722.843	1.004	58.811	790.156	1.097	64.288	1.039.134	1.443	84.545
Dez	957.647	1.330	77.915	1.191.745	1.655	96.962	1.609.488	2.235	130.950
<b>CUSTO ANUAL</b>			<b>1.482.401</b>			<b>1.362.128</b>			<b>1.941.536</b>

Gráfico 14 - Resumo dos quadros 27 e 28 - Custo anual acrescido pela compensação em geração termelétrica



## **5.9. ESTOQUE E SEQUESTRO DE CO<sub>2</sub> REFERENTE À ÁREA DE FLORESTA PRESERVADA E DESMATADA**

Em relação aos efeitos da redução de área alagada sobre a preservação da floresta/cobertura verde, considerando a neutralidade do saldo da captura de CO<sub>2</sub> (NOBRE, 2002; ODUM, 1969) por ser floresta madura nos remete à discussão de que usinas hidrelétricas tem impacto negativo sobre o balanço dos gases de efeito estufa por inundar grandes áreas de floresta. Esse tema tem que ser analisado com cuidado. O argumento de que a inundação de florestas para formação de reservatórios contabiliza negativamente para o balanço da captura de CO<sub>2</sub>, é controverso, em caso de florestas maduras.

No entanto, se o impacto sobre o balanço dos gases de efeito estufa com foco no CO<sub>2</sub> é menos relevante, em termos de sequestro de carbono deixado de se realizar, há outros aspectos a se considerar quando se trata de Hidrelétricas. Mais do que a discussão da emissão de CO<sub>2</sub>, importa, principalmente no caso das hidrelétricas, a emissão de metano (CH<sub>4</sub>). Quando ocorre a transição de um rio, claramente um ambiente lótico, com perfil turbulento-raso, para um reservatório que é um sistema relativamente estático-profundo, enquanto ambiente lêntico, surge a estratificação térmica, especialmente em regiões quentes. Nestas condições, o consumo de O<sub>2</sub> decorrente da mineralização da matéria orgânica nas camadas inferiores dos reservatórios não é mais compensado pela troca de água com camadas superiores, que apresentam maior teor de oxigênio dissolvido. Assim, as camadas da água do fundo tornam-se gradualmente anóxicas, as bactérias metanogênicas transformam compostos orgânicos, hidrogênio e CO<sub>2</sub> em CH<sub>4</sub> (metanogênese), ocasionando altas concentrações de CH<sub>4</sub> (metano) no fundo dos reservatórios (FEARNSIDE, 2011).

Por isso, em relação a emissões, é importante considerar as provenientes da água que passa pelas turbinas e vertedouros. FEARNSIDE (2011) explica que "essa água é tirada de uma profundidade suficiente para ser isolada da camada superficial do reservatório, e tem uma alta concentração de metano dissolvido. Quando a pressão é subitamente reduzida ao sair das turbinas ou dos vertedouros, muito desse metano é liberado para a atmosfera, como tem sido medido em hidrelétricas, como Balbina no Amazonas".

A questão do metano se torna ainda mais importante na estimativa de impacto sobre gases de efeito estufa porque “cada tonelada de metano tem o impacto no aquecimento global equivalente a 25 tCO<sub>2</sub> durante um período de tempo de 100 anos” (FEARNSIDE, 2013).

FEARNSIDE (2011) chama a atenção para trecho do EIA-RIMA da UHE de Belo Monte, que diz que “o trabalho realizado no rio Xingu, na área do futuro reservatório do AHE (Aproveitamento Hidrelétrico) Belo Monte, aponta para a estimativa de emissão de metano de 48 kg/km<sup>2</sup>/dia, da mesma ordem de grandeza que os reservatórios de Xingó e Miranda” (ELETROBRAS, 2009, v.5. p.47). Segundo este autor, os valores baixos apresentados no EIA-RIMA devem-se ao fato deste estudo considerar apenas o metano emitido na superfície do próprio lago, sem mencionar as emissões provenientes da água que passa pelas turbinas e vertedouros.

O painel de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM METHODOLOGIES PANEL, 2006) propôs considerar as emissões como sendo zero para projetos com densidade de geração acima de 10 Wm<sup>-2</sup>. FEARNSIDE (2013), argumenta que ter uma alta densidade de potência significa que a área do reservatório é pequena em relação à capacidade instalada, e que a área pequena significa que as emissões através da superfície do reservatório (de borbulhamento e difusão) serão menores do que em um grande reservatório, mas isso não significa dizer que a emissão é zero.

No entanto, a medição do valor de emissão, tanto de CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>, é assunto complexo, pois devem considerar, além da diferença entre reservatórios, a diferença longitudinal dentro do mesmo reservatório e a evolução temporal (MENDONÇA *et al.*, 2012). No caso brasileiro, as emissões concentram-se nos primeiros dez anos de vida do reservatório, quando a decomposição de matéria orgânica do solo e da vegetação submersa desempenha papel preponderante em relação ao aporte dos tributários. Entretanto, não são mais permitidos no Brasil a construção de reservatórios com inundação de florestas. Para autorização e devido licenciamento, são necessários um plano de retirada da vegetação da região que será inundada e destinação adequada da madeira retirada.

Devido a essa complexidade e a natureza particular de cada Hidrelétrica, uma estimativa do impacto no balanço dos gases de efeito estufa, comparativamente ao modelo de fio d'água adotado para Belo Monte, ou outro modelo, de reservação, que poderia ter sido adotado, foge do escopo deste trabalho. As considerações acima, num

primeiro momento, apontam favoravelmente ao modelo de fio d'água justamente pela menor área de alagamento, e conseqüentemente menor área de fundo onde se processaria a produção de metano.

Em relação a área desmatada para formação do reservatório e a área preservada pela redução do tamanho do reservatório, as equações 10 e 11 mostram o cálculo da área alagada do reservatório da usina e a área que seria alagada no projeto anterior. O Quadro 29- Cálculo do Estoque de Carbono, mostra os resultados do cálculo do estoque de carbono da área preservada e do estoque de carbono retirado da área alagada do reservatório atual.

$$A_{Alagada} (km^2) = A_{Reservatório} (km^2) - A_{Rio} (km^2) \quad (\text{Equação 10})$$

$$A_{Alagada} (km^2) = 478 - 274$$

$$A_{Alagada} (km^2) = 204$$

$$A_{A\ Projeto} (km^2) = A_{Projeto} (km^2) - A_{Rio} (km^2) \quad (\text{Equação 11})$$

$$A_{A\ Projeto} (km^2) = 1225 - 274$$

$$A_{A\ Projeto} (km^2) = 951$$

*Quadro 29- Cálculo do Estoque de Carbono*

Área Alagada do Projeto ( $A_{A\ projeto} km^2$ )	Área Alagada ( $A_{Alagada} km^2$ )	Área Preservada ( $A_{preservada} km^2$ )	Média tC/ $km^2$	Estoque de carbono da Área Preservada ( $EC_{Ap} MtC$ )	Estoque de carbono da Área Alagada ( $EC_{Aa} MtC$ )
951	204	747	151,23	0,11	0,03



## **5.10. AVALIAR OS BENEFÍCIOS E AS CONSEQUÊNCIAS DA DECISÃO DE OPTAR POR UMA TECNOLOGIA A FIO D'ÁGUA PARA A CONSTRUÇÃO DA UHE BELO MONTE**

A UHE Belo Monte com sua configuração a fio d'água, tem agravada sua vulnerabilidade para extremos climáticos, pois não possui reservatório de acumulação para fazer frente aos períodos de estiagem, ficando dependente da variabilidade natural do rio. A alta sazonalidade do Rio Xingu, também, é outro desafio que se soma às limitações de sua configuração, pois o período de maior volume de vazões se limitam a aproximadamente 4 meses por ano, se considerado junto ao período úmido, parte do período de transição do seco para o úmido. Essa menor capacidade de regularização implica numa menor contribuição para reserva de energia estratégica do Sistema Interligado Nacional – SIN, sendo que, um dos argumentos para justificar sua construção, foi exatamente a necessidade de aumentar a reserva de energia estratégica do SIN.

Os cenários das mudanças climáticas, com aumento de temperatura, estudados neste trabalho, indicam redução da precipitação e vazão, para toda a Bacia do Xingu, fato que pode vir a agravar essa vulnerabilidade e comprometer a sustentabilidade da UHE Belo Monte, pois a oferta de energia será afetada por causa da queda no desempenho na geração.

Considerando que:

- o sistema brasileiro é de predominância hidro-térmico-eólico, tendo o parque térmico a função de complementar a geração e garantir a segurança energética em situações críticas do sistema;
- as regras de comercialização de energia elétrica, onde os contratos com as termelétricas são feitos por disponibilidade, tendo na sua remuneração uma parte fixa a título de cobertura de custos fixos para a disponibilização da usina no sistema, mesmo sem estar operando; e
- as decisões de operação terem por objetivo o menor custo, situação que pode levar a preferência pela opção de complementação de geração térmica, em razão de estar coberto parte do custo (já estar coberto),

a probabilidade de aumentar emissões de GEE para manter a segurança do sistema se torna evidente e um problema latente, que compromete o caráter limpo da matriz elétrica brasileira.

Assim, em relação ao menor impacto que usinas hidrelétricas a fio d'água possam vir a causar pela redução da área alagada (preservando parte da floresta), pelas estimativas feitas neste trabalho, se for considerada a redução de vazão provocada pelos impactos das mudanças climáticas, com consequente redução de energia gerada pela usina e a energia gerada por geração térmica para compensar essa redução, o montante de emissões de CO<sub>2</sub> se torna superior ao montante de estoque de carbono que seria removido pelo desmatamento da área de formação do reservatório. Por exemplo, no período das projeções (2011-2040) que cobre os compromissos assumidos pelo Brasil na NDC, as emissões anuais da energia gerada por geração térmica para compensar a redução da geração hídrica, podem chegar a 4,02 MtCO<sub>2</sub>eq/ano no modelo MIROC5 e 2,85 MtCO<sub>2</sub>eq/ano no modelo HadGEM2-ES. Em 20 anos isso corresponde a 80,4 MtCO<sub>2</sub>eq no modelo MIROC5 e 57 MtCO<sub>2</sub>eq no modelo HadGEM2-ES. Se comparado à estimativa do estoque de carbono da área preservada, 0,11 MtCO<sub>2</sub>., torna-se necessário fazer uma reflexão se a tecnologia a fio d'água para construção da usina evitou, realmente, um impacto ambiental maior.

Entretanto, se for levado em consideração, o montante de emissões evitadas pela construção da UHE Belo Monte em 20 anos (251 MtCO<sub>2</sub>eq.), vê-se que ela contribuiu, de certa forma, para o incremento do sistema elétrico. Mas, se ela tivesse capacidade de armazenamento de água para produzir na sua capacidade máxima no decorrer do ano todo, em vez de apenas 4 meses por ano, as emissões de GEE por complementação, ficariam bem reduzidas em razão de sua menor vulnerabilidade as variabilidades climáticas.

Essa situação demonstra, que o debate sobre a questão de construção de hidrelétricas a fio d'água serem mais sustentáveis em relação a usinas com reservatório, ainda precisa ser mais aprofundado. Qualquer forma de produção de energia gera impactos, inclusive a de geração de energia elétrica por renováveis como eólicas e solar (que não foram abordados neste estudo). Para a análise de quais meios são menos prejudiciais para o meio ambiente, faz-se necessário a análise de todo o ciclo de vida, que contemplem o conjunto do processo da produção, considerando, inclusive, o

processo de fabricação dos equipamentos e o processo de descomissionamento e descarte desses materiais.

Decisões tomadas sem o devido debate e sem a análise de impactos concluídos (em todos os aspectos, sociais, econômicos e ambientais) podem vir a gerar impactos ainda maiores. Por exemplo, essa vulnerabilidade maior das usinas hidrelétricas a fio d'água, como a UHE Belo Monte, pode vir a servir no futuro, por parte do governo e de empresas ligadas ao setor, como argumento para justificar a adoção de alternativas que possam amenizar os impactos consequentes, como a construção de barragens a montante ou no principal afluente da Bacia, o rio Iriri. Essas alternativas podem representar um impacto maior, pois além dos impactos pela construção da UHE Belo Monte, teria-se impactos pela construção de novas barragens no rio.

No que tange as hidrelétricas com reservatórios, estas também são impactadas pelos efeitos das mudanças climáticas, mas a possibilidade de armazenamento garante uma estabilidade maior. Quando o armazenamento não for o necessário para a segurança do sistema, num determinado período, as térmicas são acionadas para que os reservatórios possam acumular. Entretanto, o investimento em outras fontes de energia renováveis, também podem ajudar nesse processo, reduzindo os efeitos da intermitência e diminuindo o tempo de acionamento das térmicas. Dependendo da configuração a ser adotada para o sistema elétrico e optando-se aumentar a reserva estratégica do SIN, essas fontes renováveis podem até mesmo eliminar a complementação por térmica. Outro benefício que deriva de hidrelétricas bem planejadas com reservatórios acumulação, é que o uso desses reservatórios pode ser estimulado, de forma sustentável, aos vários usos múltiplos da água. Afinal, depois do impacto inicial, decorrente de sua construção, o reservatório de uma usina hidrelétrica acaba por gerar um novo ecossistema, vivo, estável e sustentável.

Assim, para avaliar os benefícios ambientais das hidrelétricas a fio d'água, de grande dimensionamento, é importante considerar as mudanças no clima futuro, já que a ausência de reservatórios de acumulação pode empurrar o País para a complementação com geração térmica. Na verdade, a questão principal, é que a escolha desses projetos deve ser tecnicamente coerente. Ou seja, para construção de hidrelétricas, quer seja a fio d'água, quer seja com reservatórios de acumulação, o que deve prevalecer é a sua sustentabilidade frente os impactos ambientais.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta pesquisa desenvolveu uma análise sobre os potenciais efeitos das mudanças climáticas futuras no desempenho energético da UHE Belo Monte, na Bacia do Rio Xingu, abordando as dimensões ambiental e econômica para avaliar a sustentabilidade da operação da UHE. Para isso, utilizou-se o resultado das projeções de temperatura e precipitação geradas pelo modelo climático regional Eta e projeções de vazão geradas pelo Modelo Hidrológico Distribuído-MHD, ambos do Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais – INPE.

Com os resultados das análises foi possível avaliar os impactos ambientais, assim como o custo desses impactos pelo baixo desempenho da UHE Belo Monte, em decorrência das reduções de precipitação e vazão, e do aumento de temperatura no decorrer do século XXI.

A análise do desempenho de produção de energia seguiu uma técnica exploratória, onde se utilizou as especificações técnicas da usina e as restrições aplicadas nos diferentes cenários hidroclimáticos futuros, para estimar o desempenho da usina e seus impactos ambientais e econômicos, sob os referidos cenários.

As projeções climáticas futuras, indicam redução da precipitação e aumento de temperatura, caracterizando um clima mais quente e seco na Bacia do Xingu. O modelo Eta-HadGEM2-ES, apresenta em suas simulações, aumentos de temperatura e redução de precipitação maiores que as simulações do modelo Eta-MIROC5. As projeções de vazões apresentam reduções no volume de vazões em toda extensão da bacia do Xingu, de forma progressiva, até o final do século. No cenário 8.5, os extremos climáticos e hidrológicos são mais severos.

A aplicação das novas séries de vazões geradas pelo MHD-INPE, nas especificações técnicas da usina, resultou na redução da capacidade de geração de energia da UHE Belo Monte.

Os resultados sugerem que a UHE Belo Monte, terá dificuldades para garantir a energia firme para a qual foi desenhada, o que poderá exigir o acionamento das usinas térmicas para suprir a demanda. Esse acionamento acarretará aumento nas emissões de gases de efeito estufa, e aumento no preço da energia, podendo influenciar negativamente nos compromissos de redução assumidos pelo Brasil na Contribuição Nacionalmente Determinada – NDC.

Outro aspecto a se considerar, é que essa vulnerabilidade da UHE Belo Monte também pode vir a servir no futuro, de argumento para justificar, por parte do governo e empresas ligadas ao setor, adoção de alternativas que possam suprir não só essa deficiência, mas evitar ou amenizar os impactos consequentes, como a construção de novas barragens na Bacia do Xingu.

Assim, os benefícios ambientais das hidrelétricas a fio d'água, de grande dimensionamento, precisam considerar as mudanças no clima futuro, já que a ausência de reservatórios de acumulação pode empurrar o País para a complementação com geração térmica, que notoriamente é mais prejudicial ao meio ambiente, pois pode estabelecer um ciclo vicioso de “geração limpa e geração suja”. A Figura 45 apresenta, de forma simplificada, uma visão sistêmica dos resultados dos impactos das mudanças climáticas na UHE Belo Monte.

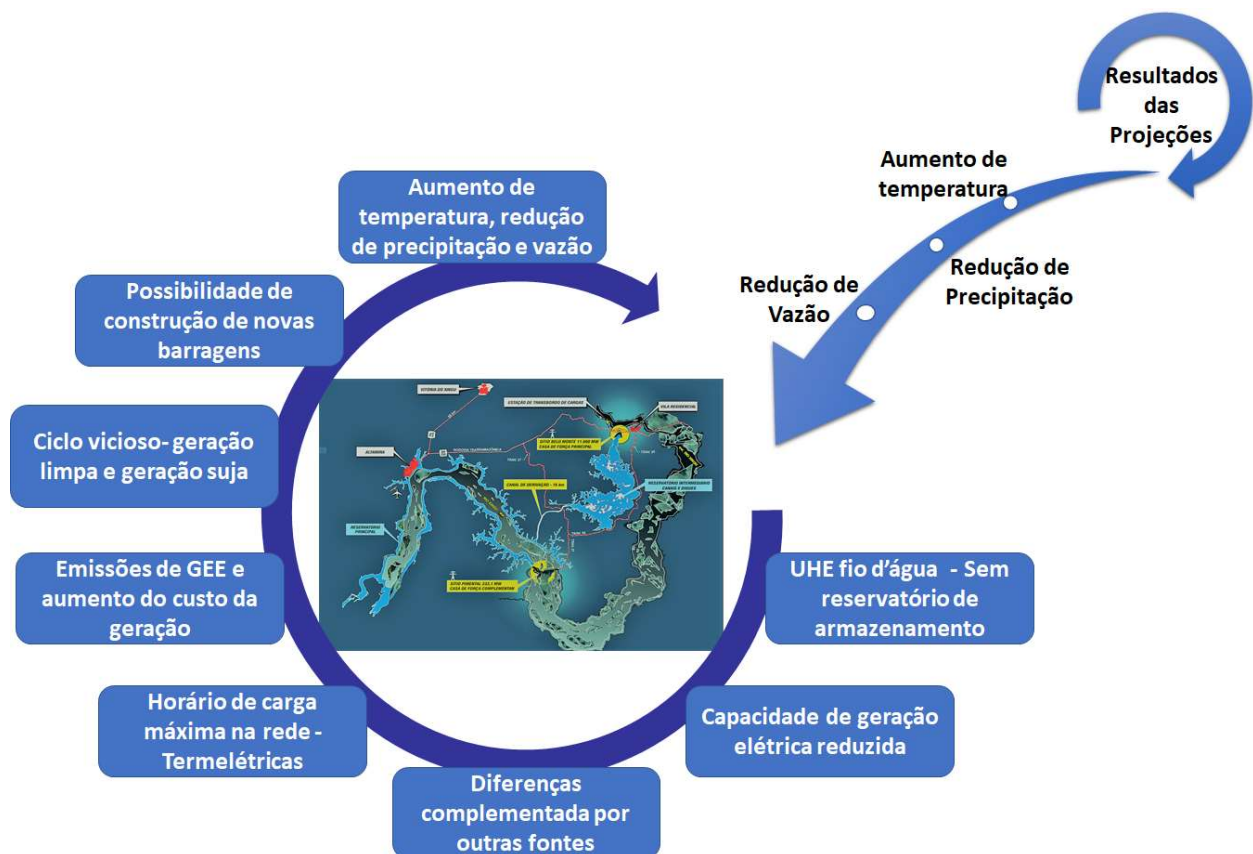


Figura 45 - Visão sistêmica dos resultados

Os resultados dessa pesquisa fornecem subsídios para que os gestores possam aprofundar suas reflexões e análises para a tomada de decisão. Entretanto, apesar dos

esforços empreendidos na realização desta pesquisa, o assunto não se encerra, é necessário aprofundar os estudos e debates sobre as opções de configuração para construção de hidrelétricas e os impactos das mudanças climáticas nessas configurações, devido a amplitude, riqueza e complexidade do tema. Uma abordagem que possa abarcar um número maior de modelos e cenários, também, permitirá uma avaliação das incertezas, fornecendo informações de valores para as análises de risco.

## 7. BIBLIOGRAFIA

ANA - Agência Nacional de Águas, MMA, Brasil. *Sala de Situação Bacia do Tocantins*. Disponível em: <<http://www2.ana.gov.br/Paginas/servicos/saladesituacao/v2/Tocantins.aspx>>. Acesso em: 28 nov. 2017.

ANA - Agência Nacional de Águas, MMA, Brasil. *Caderno de Capacitação em Recursos Hídricos - Outorga de Direito de Uso de Recursos Hídricos*. Brasília. 2011.

ANA-PHMDA. *Plano Estratégico de Recursos Hídricos dos Afluentes de Margem Direita do Rio Amazonas: Introdução*. Brasília-DF: Agência Nacional de Águas, 2012.

ANA - Agência Nacional de Águas, MMA, Brasil. Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil: informe 2016. p. 95, 2016. Disponível em: <<http://www3.snirh.gov.br/portal/snirh/centrais-de-conteudos/conjuntura-dos-recursos-hidricos/informe-conjuntura-2016.pdf>>.

ANA-GEO Brasil: Recursos Hídricos - Componente da Série de Relatórios sobre o Estado e Perspectivas do Meio Ambiente no Brasil. p. 264, 2007.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. MME. Brasil. *CEL - Resultado Leilões Geracao\_2005 a 2016*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>. 2017.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. MME. Brasil. *Ficha Técnica da Uhe Belo Monte*. 2013.

ANEEL- *BIG - Banco de Informações de Geração*. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 8 nov. 2017.

ANGELOCCI, L. R.; SENTELHAS, P. C. Variabilidade, Anomalia E Mudança Climática. ESAL/USP. 2007.

BÁRDOSSY, A.; PEGRAM, G. Downscaling precipitation using regional climate models and circulation patterns toward hydrology. *Water Resources Research*, v. 47, n. 4, 2011.

BESSA, V. M. Geração de Energia Elétrica no Brasil e CO<sub>2</sub>. *CSBS*, v. 26, n. 74, p. 247–260, 2010.

BETTS, R. *et al.* Como Modelamos o Clima. *Riscos das Mudanças Climáticas no Brasil*. São Paulo-SP e Reino Unido. ISBN: 8577380386. p. 32–38. 2011.

BEVEN, K. J.; KIRKBY, M. J.; KIRK, M. J. Hydrological Sciences Bulletin A physically based, variable contributing area model of basin hydrology / Un modèle à base physique de zone d'appel variable de l'hydrologie du bassin versant A physically based, variable contributing area model of basin hyd. 1979.

BORTOLETO, E. A implantação de grandes hidrelétricas: desenvolvimento, discursos impactos. *Geografias*, v. 2, n. 2, p. 53–62, 2001.

BURKETT, V. R. *et al.* IPCC-WGII-AR5-01. Point of departure. *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation and Vulnerability*, p. 169–194, 2014.

CAMPOS, D. DE A. *Simulações do Modelo Eta utilizando dois esquemas de radiação em condições de céu claro*. 2015. 113 f. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais -

INPE, 2015.

CARNEIRO, B. *Impactos e aceitação social de energias renováveis na Matriz Elétrica Brasileira: O caso do estado do Rio Grande do Norte*. 2014. 44 f. Universidade do Minho, 2014.

CARVALHO, A. R. L. *Reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas: contribuição para uma matriz energética mais limpa*. 2015. 173 f. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

CASTRO, N. J. DE *et al.* *Despacho de Usinas Térmicas por Critérios Técnicos para Teste*. Rio de Janeiro-RJ. 2013.

CDM METHODOLOGIES PANEL. *Draft Thresholds and Criteria for the Eligibility of Hydroelectric Reservoirs as CDM Projects. Report of the Nineteenth Meeting of the Methodologies Panel, Annex 10*. Bonn, Germany, 2006.

CHOU, S. C. *et al.* Assessment of Climate Change over South America under RCP 4.5 and 8.5 Downscaling Scenarios. *American Journal of Climate Change*, v. 3, n. 5, p. 512–527, 2014.

CHOU, S. C. *et al.* Simulações em alta resolução das mudanças climáticas sobre a América do Sul. *Modelagem Climática e Vulnerabilidades Setoriais à Mudança do Clima no Brasil*. Brasília-DF: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI, p. 49–90. 2016.

CHOU, S. C.; BUSTAMANTE, J. F.; GOMES, J. L. Evaluation of Eta Model seasonal precipitation forecasts over South America. *Nonlinear Processes in Geophysics*, v. 12, n. 4, p. 537–555, 3 jun. 2005.

COLLINS, W. *et al.* Evaluation of HadGEM2 model Evaluation of the HadGEM2 model. 2008.

COLLISCHONN, W. *et al.* The MGB-IPH model for large-scale rainfall–runoff modelling. *Hydrological Sciences–Journal–des Sciences Hydrologiques*, v. 52, n. 5, 2007.

COSTA, M. H.; COE, M. T.; GUYOT, J. L. Efeitos de Variabilidade Climática e Desmatamento No Regime de Águas Superficiais. 2009.

COUTINHO, M. M. *et al.* *Implantação do modelo HadGEM2 do UK-Met Office no INPE: Resultados Preliminares*. INPE. São Paulo. 2011.

CRUZ JR, W.; MICHELS-BRITO, A.; RODRIGUEZ, D. A. *Modelagem dos Impactos das Mudanças Climáticas na resposta hidrológica da Bacia do Xingu*. XIX REALP. Fortaleza. 2016.

DALY, H. E. CRESCIMENTO SUSTENTÁVEL ? *Ambiente & Sociedade*, v. 7, p. 197–201, 2004.

DE OLIVEIRA, A. Energy Security in South America The Role of Brazil Series on Trade and Energy Security. 2010.

DEBORTOLI, N.; FILHO, S. R.; DUBREUIL, V. *Deforestation vs. changes in rainfall rates in the amazonian forest of Mato Grosso state*. *Anais XV Simposio Brasileiro de Sensoriamento Remoto*. 2011.

BRASIL. DECRETO N°5.163 de 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm)>. Acesso em: 26 dez. 2017..



- DEMARIA, E. M. C. *et al.* Climate change impacts on an alpine watershed in Chile: Do new model projections change the story? *Journal of Hydrology*, v. 502, p. 128–138, 2013. 2017.
- DESSAI, S. *et al.* Climate prediction: A limit to adaptation? In: ADGER, W. N.; LORENZONI, I.; O'BRIEN, K. L. (Org.). *Adapting to Climate Change: Thresholds, Values, Governance*. Cambridge: Cambridge University Press, 2009. p. 64–78.
- BRASIL. DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO. Homologação Leilão Belo Monte. 2010. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/062009-Aviso de Homologacao\\_DOU.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/062009-Aviso_de_Homologacao_DOU.pdf)>. Acesso em: 6 dez. 2017.
- DOMINGUES, I. L. P. Representação dos Efeitos de Heterogeneidades da Superfície sobre o Clima Local em uma Região de Paisagem Fragmentada na Amazônia utilizando o Modelo *ETA/NOAH-MP*. 2015.
- DUAN, Q.; SOROOSHIAN, S.; GUPTA, V. K. Optimal use of the SCE-UA global optimization method for calibrating watershed models. *Journal of Hydrology*, v. 158, n. 3–4, p. 265–284, 15 jun. 1994.
- EDENHOFER, O. *et al.* *IPCC, 2011: Summary for Policymakers. In: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2012.
- ELETROBRAS. *Aproveitamento Hidrelétrico Belo Monte: Estudo de Impacto Ambiental*. Rio de Janeiro - RJ, Brasil. 2009.
- ELETROBRÁS. AAI - Avaliação Ambiental Integrada da Bacia do Rio Xingu. v. I, 2009.
- EPE-BEN. *Balanco Energético nacional 2017: Ano base 2016. Empresa de Pesquisa Energética - Rio de Janeiro: EPE, 2017*. Rio de Janeiro-RJ. 2017.
- EPE-DEE-RE-004/2010-R0. Estudos para Licitação da Expansão da Geração: *Cálculo da Garantia Física da UHE Belo Monte*. Empresa de Pesquisa Energética. 2010. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 3 dez. 2017.
- EPE-PDE. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - PDE 2026 - Cap 3. *Plano Decenal de Energia - PDE*. [S.l.]: Empresa de Pesquisa Energética, 2017.
- ERBER, P. Fontes intermitentes para geração de energia elétrica. *Valor Econômico*, 2016.
- FEARNSIDE, P. M. Carbon credit for hydroelectric dams as a source of greenhouse-gas emissions: The example of Brazil's Teles Pires Dam. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, v. 18, n. 5, p. 691–699, 3 jun. 2013.
- FEARNSIDE, P. M. Gases de Efeito Estufa no EIA-RIMA da Hidrelétrica de Belo Monte. *Novos Cadernos NAEA*, v. 14, n. 1, 13 out. 2011.
- FEARNSIDE, P. M. *Hidrelétricas na Amazônia: Impactos Ambientais e Sociais na Tomada de Decisões*. Editora IN ed. Manaus: [s.n.], v. 1. 2015.
- FERREIRA, A. L. *et al.* *Emissões de GEE do setor de energia, processos industriais e uso de produtos*. SEEG, 2016.
- FLATO, G. *et al.* Evaluation of Climate Models. *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the*

*Intergovernmental Panel on Climate Change*, v. 9, p. 741–866, 2013.

FLEURBAEY, M. *et al.* *Sustainable Development and Equity*. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. 2014.

G. M. MARTIN *et al.* The HadGEM2 family of Met Office Unified Model climate configurations. *Geoscientific Model Development*, 2011.

GASH, J. H. C.; LLOYD, C. R.; LACHAUD, G. Estimating sparse forest rainfall interception with an analytical model. *Journal of Hydrology*, v. 170, n. 1–4, p. 79–86, 1 ago. 1995.

GIDDENS, A. *The politics of climate change*. 2009.

GOMES, R. D. O. *Estudo do Impacto da Incorporação de Usinas Hidrelétricas a Fio d'água no Sistema Interligado Nacional*. 2012. 123 f. Universidade Federal de Juiz de Fora, 2012.

GOUVELLO, C. DE *et al.* *Cenário de Baixa Hidrologia para o Setor Elétrico Brasileiro (2016-2030) Cenário de Baixa Hidrologia*. 2016.

GRASSI, G. *et al.* The key role of forests in meeting climate targets requires science for credible mitigation. *Nature Climate Change*, v. 7, n. 3, p. 220–226, 2017.

HORTA, C. ANTUNES *et al.* CAVITAÇÃO EM TURBINAS HIDRÁULICAS DO TIPO FRANCIS E KAPLAN NO BRASIL. CONEM. ABCM. 2000.

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia. *INMET - Normais Climatológicas do Brasil 1961-1990*. [S.I.]: INMET - Instituto Nacional de Meteorologia, 2008.

IPCC. *Climate Change 2014 - Synthesis Report*. 2014a. Disponível em: <[https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5\\_SYR\\_FINAL\\_All\\_Topics.pdf](https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5_SYR_FINAL_All_Topics.pdf)>. Acesso em: 29 nov. 2017.

IPCC. *IPCC - Task Force on National Greenhouse Gas Inventories*. Disponível em: <<https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>>. 2007.

IPCC. *Summary for Policymakers*. [2014b. Disponível em: <[https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full\\_wcover.pdf](https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf)>. Acesso em: 6 jul. 2017.

JARVIS, N. J. A simple empirical model of root water uptake. *Journal of Hydrology*, v. 107, n. 1–4, p. 57–72, 30 maio 1989.

KAHN, H.; WIENER, A. J. *The year 2000 - framework for speculation on the next thirty-three years*. New York: The MacMillan Company, 1968.

KOKO WARNER *et al.* *Changing Climate Moving people: Framing Migration, Displacement and Planned Relocation. Policy Brief*. Bonn, Germany. 2013.

KUMAR, A. *et al.* Hydropower. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change. 2011.

LOPES, A. E. *et al.* Do Ecodesenvolvimento ao Desenvolvimento Sustentável: A Trajetória de Conflitos e Desafios para o Meio Ambiente. *ForScience*, v. 5, n. 2, 6 out. 2017.

LOPES, J. E. G.; SANTOS, R. C. P. *Capacidade de reservatórios*. São Paulo. 2002.

- LUCAS, E. W. M. *et al.* Modelagem hidrológica determinística e estocástica aplicada à região hidrográfica do Xingu – Pará. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 24, n. 3, p. 308–322, set. 2009.
- LUCAS, E. W. M. *et al.* Regionalização da precipitação na bacia hidrográfica do xingu, Pará. *Revista Brasileira de Meteorologia*, n. 61, p. 1–6, 2006.
- MARENGO, J. A. O futuro clima do Brasil. *Revista USP*, v. 103, n. December, p. 25–32, 2015.
- MARTINS, M. A. *Estimativa da Produtividade da Cultura do Milho no Semiárido Brasileiro, com base no Modelo Quacrop e Preevisão Climática Sazonal*. 2017. 135 f. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, 2017.
- MARTINS, L. A.; GARCIA, F. G.; JÚNIOR, J. B. C. A. Concessões de termoeletricas no Brasil: investir ou não? *Revista Brasileira de Casos de Ensino em Administração*, v. 2, n. 2, p. 1–11, 2012.
- MCTI. Política de Ciência, Tecnologia e Inovação no Brasil - Emissões Setor Elétrico Brasileiro - Projeto 914BRZ2018. 2015.
- MENDES, J. M. G. Dimensões da sustentabilidade. *Revista das Faculdades Santa Cruz*, v. 7, n. 2, p. 49–60, 2009.
- MENDONÇA, R. *et al.* Greenhouse Gas Emissions from Hydroelectric Reservoirs : What Knowledge Do We Have and What is Lacking? *Greenhouse Gases - Emission, Measurement and Management*, p. 55–78, 2012.
- MESINGER, F. *et al.* An upgraded version of the Eta model. *Meteorology and Atmospheric Physics*, v. 116, n. 3–4, p. 63–79, 2012.
- MILETTO, M. *et al.* *Migration and its interdependencies with water scarcity , gender and youth employment*. 2017.
- MMA; ANA. *Cadernos de Recursos Hídricos: Disponibilidade e demandas de recursos hídricos no Brasil República Federativa do Brasil Ministério do Meio Ambiente – MMA*. Brasília-DF: 2005.
- MME/LEME-EIA. *Aproveitamento Hidrelétrico de Belo Monte: Apresentação, Caracterização do Empreendedor e do Empreendimento - Estudo de Impacto Ambiental - EIA*. Ministério das Minas e Energia e Eletrobrás. 2009.
- MME/LEME-EIA-ARR. *Aproveitamento Hidrelétrico de Belo Monte: Área de Influência e Diagnóstico da Área de Abrangência Regional - Meio Físico e Biótico*. Ministério das Minas e Energia e Eletrobrás, 2009.
- MOHOR, G. S. *et al.* Exploratory analyses for the assessment of climate change impacts on the energy production in an Amazon run-of-river hydropower plant. *Journal of Hydrology: Regional Studies*, v. 4, n. PB, p. 41–59, 2015.
- MONTEITH, J. L. *Evaporation and Environment*. 1965.
- MOOMAW, W. *et al.* *Introduction*. In *IPCC Special Report on Renewable Energy and Climate Change Mitigation*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. 2011.
- D
- NASH, J. E.; SUTCLIFFE, J. V. River flow forecasting through conceptual models part I — A discussion of principles. *Journal of Hydrology*, v. 10, n. 3, p. 282–290, 1 abr. 1970.

- BRASIL. NDC - *Contribuição Nacionalmente Determinada para consecução do objetivo da Convenção-quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima*. Unfccc. 2015.
- NDIG - Negócio Digital. *Precisão não é a mesma coisa que exatidão - Negócio Digital*. Disponível em: <<http://www.ndig.com.br/item/2014/05/preciso-no--a-mesma-coisa-que-exatido>>. Acesso em: 14 jan. 2018.
- NEGRÃO, A. C. et al. *Modelo Hidrológico Distribuído MHD-INPE: MANUAL DE IMPLEMENTAÇÃO Manual para aplicação do Modelo Hidrológico Distribuído - MHD-INPE, desenvolvido pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais*. 2016.
- NOBRE, C. A.; NOBRE, A. D. O balanço de carbono da Amazônia brasileira. *Estudos Avançados*, v. 16, n. 45, p. 81–90, ago. 2002.
- ODUM, E. P. The Strategy of Ecosystem Development. *Sciense*, v. 164, n. 3877, p. 262–270, 1969.
- OLIVIER, J. G. J.; SCHURE, K. M.; PETERS, J. A. H. W. Trends in Global CO<sup>2</sup> and Total Greenhouse Gas Emissions. Summary of the 2017 report. 2017.
- ONS, O. N. DO S. E. *O que é o ONS*. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 8 nov. 2017.
- ONS; EPE; CCEE. *Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2018 - 2022*. Brasília: Operador Nacional do Sistema - ONS. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico>>. , 2017
- ONU. *Adoção do acordo paris. Convenção Quadro sobre Mudança do Clima*. 2015. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/wp-content/uploads/2016/04/Acordo-de-Paris.pdf>>. Acesso em: 27 nov. 2017.
- ONU BRASIL. *Meio Ambiente | ONU Brasil*. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/acao/meio-ambiente/>>. Acesso em: 4 jan. 2018.
- OSTERWALDER, K. Migration and desertification. *UNCCD thematic fact sheet series*, n. 3, p. 2, 2011.
- PENTEADO, C. L. DE C.; ALMEIDA, D. L.; BENASSI, R. F. Conflitos hídricos na gestão dos reservatórios Billings e Barra Bonita. *Estudos Avançados*, v. 31, n. 89, p. 299–322, abr. 2017.
- RATTNER, H. Sustentabilidade – uma visão humanista Sustentabilidade – uma visão humanista. *Ambiente e Sociedade*, v. 5, p. 233–240, 1999.
- RAVETZ, J. Models as metaphors: a new look at science. *Public participation in sustainability science: a handbook*. [S.l: s.n.], 2003. p. 62–77.
- RODRIGUEZ, D. A. *Impactos dos Padroes Espaciais da Vegetacao nas Variaveis Atmosferica e Terrestre do Ciclo Hidrologico, em bacia de Floresta Amazonica*. 2011. 246 f. 2011.
- RODRIGUEZ, D. A.; TOMASELLA, J.; LINHARES, C. Is the forest conversion to pasture affecting the hydrological response of Amazonian catchments? Signals in the Ji-Paraná Basin. *Hydrological Processes*, v. 24, n. 10, p. 1254–1269, 2010.
- ROUGIER, J.; SEXTON, D. M. H. Inference in ensemble experiments. *Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical, and engineering sciences*, v. 365, n. 1857, p. 2133–43, 15 ago. 2007.

SACHS, I. A revolução energética do século XXI. *Estudos Avançados*, v. 21, n. 59, p. 21–38, 2007.

SACHS, I. *Caminhos para desenvolvimento sustentável*. Rio de Janeiro: Garamond, 2002.

SAE, S. DE A. E. DA P. DA R. *Brasil 2040: Resumo Executivo*. Brasília-DF. 2015.

SALATI, E. Mudanças climáticas e o ciclo hidrológico na Amazônia. *Causas e Dinâmica do Desmatamento na Amazônia*. Brasília-DF: Ministério do Meio Ambiente - MMA, 2001. p. 153–172.

SCHOEMAKER, P. J. . Scenario planning: a tool for strategic thinking. *Harvard Business Rev.*, v. 36, n. 2, p. 25–39, 1995.

AZEVEDO, T. R. *SEEG - Emissões de GEE do Brasil e suas implicações para políticas públicas e a contribuição brasileira para o Acordo de Paris*. 2017.

SEEG. *SEEG 5 - Emissões de GEE do Brasil - Informações para a Imprensa*. Brasília-DF: [s.n.], 2017. Disponível em: <<http://www.observatoriodoclima.eco.br/seeg-5-press-kit/>>.

SIQUEIRA JÚNIOR, J. L. *et al.* Impacts of future climatic and land cover changes on the hydrological regime of the Madeira River basin. *Climatic Change*, v. 129, n. 1–2, p. 117–129, 2015.

SOARES, S. Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. *SBA: Controle de Automação*, v. 1, n. n.2, p. 122–131, 1987.

STAINFORTH, D. A. *et al.* Confidence, uncertainty and decision-support relevance in climate predictions. *Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical, and engineering sciences*, v. 365, n. 1857, p. 2145–61, 15 ago. 2007.

STAINFORTH, D. A. *et al.* Uncertainty in predictions of the climate response to rising levels of greenhouse gases. *Nature*, v. 433, n. 7024, p. 403–406, 27 jan. 2005.

TAKATA, K.; EMORI, S.; WATANABE, T. Development of the minimal advanced treatments of surface interaction and runoff. *Global and Planetary Change*, v. 38, n. 1–2, p. 209–222, 1 jul. 2003.

TASSI, R.; COLLISCHONN, W. *Notas de aula de hidrologia. Introduzindo Hidrologia*. [S.l.: s.n.], 2004

TEBALDI, C.; KNUTTI, R. The use of the multi-model ensemble in probabilistic climate projections. *Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical, and engineering sciences*, v. 365, n. 1857, p. 2053–75, 15 ago. 2007.

TOLMASQUIM, M. T. *Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro-RJ. 2016a.

TOLMASQUIM, M. T. *Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear*. EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro-RJ. 2016b.

UNEP - United Nations Environment Programme. *The Emissions Gap Report 2017 - A UN Environment Synthesis Report*. United Nations Environment Programme (UNEP). Nairobi. 2017.

VIANNA, J. N. DE S. *et al.* Método Experimental para Avaliação dos Processos e Propagação de Ondas no Interior de um Tubo de Choque. 2001, Uberlândia - Minas

- Gerais - Brasil: Associação Brasileira de Engenharia e Ciências Mecânicas - ABCM, 2001. p. 275–284.
- VOGEL, R. M.; FENNESSEY, N. M. Flow-Duration Curves. I: New Interpretation and Confidence Intervals. *Journal of Water Resources Planning and Management*, v. 120, n. 4, p. 485–504, 1994.
- VOGEL, R. M.; FENNESSEY, N. M. Flow duration curves II: a review of applications in water resources planning. *Journal of the American Water Resources Association*, v. 31, n. 6, p. 1029–1039, 1995.
- WANG, J. *et al.* Impact of deforestation in the Amazon basin on cloud climatology. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, v. 106, n. 10, p. 3670–4, 10 mar. 2009.
- WARNER, K. Global environmental change and migration: Governance challenges. *Global Environmental Change*, v. 20, n. 3, p. 402–413, 2010.
- WATANABE, M. *et al.* Improved climate simulation by MIROC5: Mean states, variability, and climate sensitivity. *Journal of Climate*, v. 23, n. 23, p. 6312–6335, 2010.
- WILBY, R. L. Uncertainty in water resource model parameters used for climate change impact assessment. *Hydrological Processes*, v. 19, n. 16, p. 3201–3219, 30 out. 2005.
- WOOD, A. W. *et al.* Long-range experimental hydrologic forecasting for the eastern United States. *Journal of Geophysical Research D: Atmospheres*, v. 107, n. 20, p. 1–15, 2002.
- WWAP. *The United Nations World Water Development Report 2014: Water and Energy*. v. 1. 2014.
- ZHAO, R.-J. The Xinanjiang model applied in China. *Journal of Hydrology*, v. 135, n. 1–4, p. 371–381, 1 jul. 1992.

## 8. APÊNDICE A

### SCRIPT – MIROC 5

```
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/Historical/Bacia_Xingu/Diferenca/1961-
1990/TP2M'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/Historical/Bacia_Xingu/Diferenca/1961-
1990/TP2M/Mensal'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/Historical/Bacia_Xingu/Diferenca/1961-
1990/TP2M/Trimestral'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2011-
2040/TP2M'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2011-
2040/TP2M/Mensal'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2011-
2040/TP2M/Trimestral'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2041-
2070/TP2M'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2041-
2070/TP2M/Mensal'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2041-
2070/TP2M/Trimestral'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2071-
2099/TP2M'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2071-
2099/TP2M/Mensal'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2071-
2099/TP2M/Trimestral'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2011-
2040/TP2M'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
```

```

Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2011-
2040/TP2M/Mensal'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2011-
2040/TP2M/Trimestral'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2041-
2070/TP2M'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2041-
2070/TP2M/Mensal'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2041-
2070/TP2M/Trimestral'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2071-
2099/TP2M'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2071-
2099/TP2M/Mensal'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2071-
2099/TP2M/Trimestral'

```

```

Grid Analysis and Display System (GrADS) Version 2.1.a1
Copyright (c) 1988-2013 by the Institute for Global Environment and
Society (IGES)
GrADS comes with ABSOLUTELY NO WARRANTY
See file COPYRIGHT for more information

```

```

Config: v2.1.a1 little-endian readline grib2 netcdf hdf4-sds hdf5 opendap-
grids, stn geotiff shapefile cairo
Issue 'q config' command for more detailed configuration information
GX Package Initialization: Size = 8.5 11
Running in Batch mode
All files closed; all defined objects released;
All GrADS attributes have been reinitialized

```

File 1 :

```

Descriptor:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/Historical/
1960-2005/TP2M/Eta_MIROC5_20km_Historical_Mensal_TP2M_template.ct1
Binary:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/Historical/
1960-2005/TP2M/Eta_MIROC5_20km_Historical_Mensal_TP2M_%y4%m2.bin
File 2 : CRU TS3.21 Mean Temperature
Descriptor:
/stornext/online4/etamc/CRU/CRU_TS_3.21_1901.2012/cru_ts3.21.1901.2012.tmp
.dat.ct1

```



Binary:

/stornext/online4/etamc/CRU/CRU\_TS\_3.21\_1901.2012/cru\_ts3.21.1901.2012.tmp  
.dat.nc

JAN=AVE (TP2M.1, TIME=JAN1961, TIME=JAN1990, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=JAN1961, TIME=JAN1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 13, end = 361  
Averaging. dim = 3, start = 13, end = 361  
Define memory allocation size = 69888 bytes

FEB=AVE (TP2M.1, TIME=FEB1961, TIME=FEB1990, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=FEB1961, TIME=FEB1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 362  
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 362  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAR=AVE (TP2M.1, TIME=MAR1961, TIME=MAR1990, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=MAR1961, TIME=MAR1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 15, end = 363  
Averaging. dim = 3, start = 15, end = 363  
Define memory allocation size = 69888 bytes

APR=AVE (TP2M.1, TIME=APR1961, TIME=APR1990, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=APR1961, TIME=APR1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 16, end = 364  
Averaging. dim = 3, start = 16, end = 364  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAY=AVE (TP2M.1, TIME=MAY1961, TIME=MAY1990, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=MAY1961, TIME=MAY1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 365  
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 365  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUN=AVE (TP2M.1, TIME=JUN1961, TIME=JUN1990, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=JUN1961, TIME=JUN1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 18, end = 366  
Averaging. dim = 3, start = 18, end = 366  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUL=AVE (TP2M.1, TIME=JUL1961, TIME=JUL1990, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=JUL1961, TIME=JUL1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 367  
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 367  
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE (TP2M.1, TIME=AUG1961, TIME=AUG1990, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=AUG1961, TIME=AUG1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 368  
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 368  
Define memory allocation size = 69888 bytes

SEP=AVE (TP2M.1, TIME=SEP1961, TIME=SEP1990, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=SEP1961, TIME=SEP1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 369  
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 369  
Define memory allocation size = 69888 bytes

```
OCT=AVE (TP2M.1,TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 370
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 370
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
NOV=AVE (TP2M.1,TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 371
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 371
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
DEC=AVE (TP2M.1,TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 372
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 372
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
All files closed; all defined objects released;
All GrADS attributes have been reinitialized
```

```
File 1 :
```

```
Descriptor:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/2006
-2040/TP2M/Eta_MIROC5_20km_RCP4.5_Mensal_TP2M_template.ct1
```

```
Binary:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/2006
-2040/TP2M/Eta_MIROC5_20km_RCP4.5_Mensal_TP2M_%y4%m2.bin
```

```
File 2 :
```

```
Descriptor:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/Historical/
1960-2005/TP2M/Eta_MIROC5_20km_Historical_Mensal_TP2M_template.ct1
```

```
Binary:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/Historical/
1960-2005/TP2M/Eta_MIROC5_20km_Historical_Mensal_TP2M_%y4%m2.bin
```

```
JAN=AVE (TP2M.1,TIME=JAN2011,TIME=JAN2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=JAN1961,TIME=JAN1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 61, end = 409
Averaging. dim = 3, start = -539, end = -191
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
FEB=AVE (TP2M.1,TIME=FEB2011,TIME=FEB2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=FEB1961,TIME=FEB1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 62, end = 410
Averaging. dim = 3, start = -538, end = -190
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
MAR=AVE (TP2M.1,TIME=MAR2011,TIME=MAR2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=MAR1961,TIME=MAR1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 63, end = 411
Averaging. dim = 3, start = -537, end = -189
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
APR=AVE (TP2M.1,TIME=APR2011,TIME=APR2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=APR1961,TIME=APR1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 64, end = 412
```

```

Averaging. dim = 3, start = -536, end = -188
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAY=AVE (TP2M.1,TIME=MAY2011,TIME=MAY2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=MAY1961,TIME=MAY1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 65, end = 413
Averaging. dim = 3, start = -535, end = -187
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUN=AVE (TP2M.1,TIME=JUN2011,TIME=JUN2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=JUN1961,TIME=JUN1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 66, end = 414
Averaging. dim = 3, start = -534, end = -186
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUL=AVE (TP2M.1,TIME=JUL2011,TIME=JUL2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=JUL1961,TIME=JUL1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 67, end = 415
Averaging. dim = 3, start = -533, end = -185
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE (TP2M.1,TIME=AUG2011,TIME=AUG2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=AUG1961,TIME=AUG1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 68, end = 416
Averaging. dim = 3, start = -532, end = -184
Define memory allocation size = 69888 bytes

SEP=AVE (TP2M.1,TIME=SEP2011,TIME=SEP2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 69, end = 417
Averaging. dim = 3, start = -531, end = -183
Define memory allocation size = 69888 bytes

OCT=AVE (TP2M.1,TIME=OCT2011,TIME=OCT2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 70, end = 418
Averaging. dim = 3, start = -530, end = -182
Define memory allocation size = 69888 bytes

NOV=AVE (TP2M.1,TIME=NOV2011,TIME=NOV2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 71, end = 419
Averaging. dim = 3, start = -529, end = -181
Define memory allocation size = 69888 bytes

DEC=AVE (TP2M.1,TIME=DEC2011,TIME=DEC2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 72, end = 420
Averaging. dim = 3, start = -528, end = -180
Define memory allocation size = 69888 bytes

All files closed; all defined objects released;
All GrADS attributes have been reinitialized

```

File 1 :

```

Descriptor:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/2040
-2070/TP2M/Eta_MIROC5_20km_RCP4.5_Mensal_TP2M_template.ctl

```

Binary:  
/stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_MIROC5/20km/RCP4.5/2040-2070/TP2M/Eta\_MIROC5\_20km\_RCP4.5\_Mensal\_TP2M\_%y4%m2.bin

File 2 :

Descriptor:

/stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_MIROC5/20km/Historical/1960-2005/TP2M/Eta\_MIROC5\_20km\_Historical\_Mensal\_TP2M\_template.ct1

Binary:

/stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_MIROC5/20km/Historical/1960-2005/TP2M/Eta\_MIROC5\_20km\_Historical\_Mensal\_TP2M\_%y4%m2.bin

JAN=AVE (TP2M.1, TIME=JAN2041, TIME=JAN2070, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=JAN1961, TIME=JAN1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 13, end = 361  
Averaging. dim = 3, start = -947, end = -599  
Define memory allocation size = 69888 bytes

FEB=AVE (TP2M.1, TIME=FEB2041, TIME=FEB2070, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=FEB1961, TIME=FEB1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 362  
Averaging. dim = 3, start = -946, end = -598  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAR=AVE (TP2M.1, TIME=MAR2041, TIME=MAR2070, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=MAR1961, TIME=MAR1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 15, end = 363  
Averaging. dim = 3, start = -945, end = -597  
Define memory allocation size = 69888 bytes

APR=AVE (TP2M.1, TIME=APR2041, TIME=APR2070, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=APR1961, TIME=APR1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 16, end = 364  
Averaging. dim = 3, start = -944, end = -596  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAY=AVE (TP2M.1, TIME=MAY2041, TIME=MAY2070, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=MAY1961, TIME=MAY1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 365  
Averaging. dim = 3, start = -943, end = -595  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUN=AVE (TP2M.1, TIME=JUN2041, TIME=JUN2070, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=JUN1961, TIME=JUN1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 18, end = 366  
Averaging. dim = 3, start = -942, end = -594  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUL=AVE (TP2M.1, TIME=JUL2041, TIME=JUL2070, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=JUL1961, TIME=JUL1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 367  
Averaging. dim = 3, start = -941, end = -593  
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE (TP2M.1, TIME=AUG2041, TIME=AUG2070, 12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=AUG1961, TIME=AUG1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 368  
Averaging. dim = 3, start = -940, end = -592  
Define memory allocation size = 69888 bytes

```
SEP=AVE (TP2M.1,TIME=SEP2041,TIME=SEP2070,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 369
Averaging. dim = 3, start = -939, end = -591
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
OCT=AVE (TP2M.1,TIME=OCT2041,TIME=OCT2070,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 370
Averaging. dim = 3, start = -938, end = -590
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
NOV=AVE (TP2M.1,TIME=NOV2041,TIME=NOV2070,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 371
Averaging. dim = 3, start = -937, end = -589
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
DEC=AVE (TP2M.1,TIME=DEC2041,TIME=DEC2070,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 372
Averaging. dim = 3, start = -936, end = -588
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
All files closed; all defined objects released;
All GrADS attributes have been reinitialized
```

```
File 1 :
```

```
Descriptor:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/2070
-2099/TP2M/Eta_MIROC5_20km_RCP4.5_Mensal_TP2M_template.ct1
Binary:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/RCP4.5/2070
-2099/TP2M/Eta_MIROC5_20km_RCP4.5_Mensal_TP2M_%y4%m2.bin
```

```
File 2 :
```

```
Descriptor:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/Historical/
1960-2005/TP2M/Eta_MIROC5_20km_Historical_Mensal_TP2M_template.ct1
Binary:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/Historical/
1960-2005/TP2M/Eta_MIROC5_20km_Historical_Mensal_TP2M_%y4%m2.bin
```

```
JAN=AVE (TP2M.1,TIME=JAN2071,TIME=JAN2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=JAN1961,TIME=JAN1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 13, end = 349
Averaging. dim = 3, start = -1307, end = -959
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
FEB=AVE (TP2M.1,TIME=FEB2071,TIME=FEB2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=FEB1961,TIME=FEB1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 350
Averaging. dim = 3, start = -1306, end = -958
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
MAR=AVE (TP2M.1,TIME=MAR2071,TIME=MAR2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=MAR1961,TIME=MAR1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
```

```

Averaging. dim = 3, start = 15, end = 351
Averaging. dim = 3, start = -1305, end = -957
Define memory allocation size = 69888 bytes

APR=AVE (TP2M.1,TIME=APR2071,TIME=APR2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=APR1961,TIME=APR1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 16, end = 352
Averaging. dim = 3, start = -1304, end = -956
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAY=AVE (TP2M.1,TIME=MAY2071,TIME=MAY2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=MAY1961,TIME=MAY1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 353
Averaging. dim = 3, start = -1303, end = -955
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUN=AVE (TP2M.1,TIME=JUN2071,TIME=JUN2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=JUN1961,TIME=JUN1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 18, end = 354
Averaging. dim = 3, start = -1302, end = -954
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUL=AVE (TP2M.1,TIME=JUL2071,TIME=JUL2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=JUL1961,TIME=JUL1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 355
Averaging. dim = 3, start = -1301, end = -953
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE (TP2M.1,TIME=AUG2071,TIME=AUG2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=AUG1961,TIME=AUG1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 356
Averaging. dim = 3, start = -1300, end = -952
Define memory allocation size = 69888 bytes

SEP=AVE (TP2M.1,TIME=SEP2071,TIME=SEP2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 357
Averaging. dim = 3, start = -1299, end = -951
Define memory allocation size = 69888 bytes

OCT=AVE (TP2M.1,TIME=OCT2071,TIME=OCT2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 358
Averaging. dim = 3, start = -1298, end = -950
Define memory allocation size = 69888 bytes

NOV=AVE (TP2M.1,TIME=NOV2071,TIME=NOV2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 359
Averaging. dim = 3, start = -1297, end = -949
Define memory allocation size = 69888 bytes

DEC=AVE (TP2M.1,TIME=DEC2071,TIME=DEC2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 360
Averaging. dim = 3, start = -1296, end = -948
Define memory allocation size = 69888 bytes

All files closed; all defined objects released;

```

All GrADS attributes have been reinitialized

File 1 :

Descriptor:

/stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_MIROC5/20km/RCP8.5/2006-2040/TP2M/Eta\_MIROC5\_20km\_RCP8.5\_Mensal\_TP2M\_template.ct1

Binary:

/stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_MIROC5/20km/RCP8.5/2006-2040/TP2M/Eta\_MIROC5\_20km\_RCP8.5\_Mensal\_TP2M\_%y4%m2.bin

File 2 :

Descriptor:

/stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_MIROC5/20km/Historical/1960-2005/TP2M/Eta\_MIROC5\_20km\_Historical\_Mensal\_TP2M\_template.ct1

Binary:

/stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_MIROC5/20km/Historical/1960-2005/TP2M/Eta\_MIROC5\_20km\_Historical\_Mensal\_TP2M\_%y4%m2.bin

```
JAN=AVE (TP2M.1, TIME=JAN2011, TIME=JAN2040, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=JAN1961, TIME=JAN1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 61, end = 409
Averaging. dim = 3, start = -539, end = -191
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
FEB=AVE (TP2M.1, TIME=FEB2011, TIME=FEB2040, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=FEB1961, TIME=FEB1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 62, end = 410
Averaging. dim = 3, start = -538, end = -190
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
MAR=AVE (TP2M.1, TIME=MAR2011, TIME=MAR2040, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=MAR1961, TIME=MAR1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 63, end = 411
Averaging. dim = 3, start = -537, end = -189
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
APR=AVE (TP2M.1, TIME=APR2011, TIME=APR2040, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=APR1961, TIME=APR1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 64, end = 412
Averaging. dim = 3, start = -536, end = -188
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
MAY=AVE (TP2M.1, TIME=MAY2011, TIME=MAY2040, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=MAY1961, TIME=MAY1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 65, end = 413
Averaging. dim = 3, start = -535, end = -187
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
JUN=AVE (TP2M.1, TIME=JUN2011, TIME=JUN2040, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=JUN1961, TIME=JUN1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 66, end = 414
Averaging. dim = 3, start = -534, end = -186
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
JUL=AVE (TP2M.1, TIME=JUL2011, TIME=JUL2040, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=JUL1961, TIME=JUL1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 67, end = 415
Averaging. dim = 3, start = -533, end = -185
```

Define memory allocation size = 69888 bytes

```
AUG=AVE (TP2M.1,TIME=AUG2011,TIME=AUG2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=AUG1961,TIME=AUG1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 68, end = 416
Averaging. dim = 3, start = -532, end = -184
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
SEP=AVE (TP2M.1,TIME=SEP2011,TIME=SEP2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 69, end = 417
Averaging. dim = 3, start = -531, end = -183
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
OCT=AVE (TP2M.1,TIME=OCT2011,TIME=OCT2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 70, end = 418
Averaging. dim = 3, start = -530, end = -182
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
NOV=AVE (TP2M.1,TIME=NOV2011,TIME=NOV2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 71, end = 419
Averaging. dim = 3, start = -529, end = -181
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
DEC=AVE (TP2M.1,TIME=DEC2011,TIME=DEC2040,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 72, end = 420
Averaging. dim = 3, start = -528, end = -180
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

All files closed; all defined objects released;  
All GrADS attributes have been reinitialized

File 1 :

```
Descriptor:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/2040
-2070/TP2M/Eta_MIROC5_20km_RCP8.5_Mensal_TP2M_template.ct1
```

```
Binary:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/2040
-2070/TP2M/Eta_MIROC5_20km_RCP8.5_Mensal_TP2M_%y4%m2.bin
```

File 2 :

```
Descriptor:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/Historical/
1960-2005/TP2M/Eta_MIROC5_20km_Historical_Mensal_TP2M_template.ct1
```

```
Binary:
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/Historical/
1960-2005/TP2M/Eta_MIROC5_20km_Historical_Mensal_TP2M_%y4%m2.bin
```

```
JAN=AVE (TP2M.1,TIME=JAN2041,TIME=JAN2070,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=JAN1961,TIME=JAN1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 13, end = 361
Averaging. dim = 3, start = -947, end = -599
Define memory allocation size = 69888 bytes
```



FEB=AVE (TP2M.1,TIME=FEB2041,TIME=FEB2070,12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=FEB1961,TIME=FEB1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 362  
Averaging. dim = 3, start = -946, end = -598  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAR=AVE (TP2M.1,TIME=MAR2041,TIME=MAR2070,12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=MAR1961,TIME=MAR1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 15, end = 363  
Averaging. dim = 3, start = -945, end = -597  
Define memory allocation size = 69888 bytes

APR=AVE (TP2M.1,TIME=APR2041,TIME=APR2070,12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=APR1961,TIME=APR1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 16, end = 364  
Averaging. dim = 3, start = -944, end = -596  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAY=AVE (TP2M.1,TIME=MAY2041,TIME=MAY2070,12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=MAY1961,TIME=MAY1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 365  
Averaging. dim = 3, start = -943, end = -595  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUN=AVE (TP2M.1,TIME=JUN2041,TIME=JUN2070,12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=JUN1961,TIME=JUN1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 18, end = 366  
Averaging. dim = 3, start = -942, end = -594  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUL=AVE (TP2M.1,TIME=JUL2041,TIME=JUL2070,12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=JUL1961,TIME=JUL1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 367  
Averaging. dim = 3, start = -941, end = -593  
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE (TP2M.1,TIME=AUG2041,TIME=AUG2070,12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=AUG1961,TIME=AUG1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 368  
Averaging. dim = 3, start = -940, end = -592  
Define memory allocation size = 69888 bytes

SEP=AVE (TP2M.1,TIME=SEP2041,TIME=SEP2070,12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 369  
Averaging. dim = 3, start = -939, end = -591  
Define memory allocation size = 69888 bytes

OCT=AVE (TP2M.1,TIME=OCT2041,TIME=OCT2070,12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 370  
Averaging. dim = 3, start = -938, end = -590  
Define memory allocation size = 69888 bytes

NOV=AVE (TP2M.1,TIME=NOV2041,TIME=NOV2070,12) -  
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 371  
Averaging. dim = 3, start = -937, end = -589  
Define memory allocation size = 69888 bytes

```
DEC=AVE (TP2M.1, TIME=DEC2041, TIME=DEC2070, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=DEC1961, TIME=DEC1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 372
Averaging. dim = 3, start = -936, end = -588
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

All files closed; all defined objects released;  
All GrADS attributes have been reinitialized

File 1 :

Descriptor:

```
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/2070-2099/TP2M/Eta_MIROC5_20km_RCP8.5_Mensal_TP2M_template.ctl
```

Binary:

```
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/RCP8.5/2070-2099/TP2M/Eta_MIROC5_20km_RCP8.5_Mensal_TP2M_%y4%m2.bin
```

File 2 :

Descriptor:

```
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/Historical/1960-2005/TP2M/Eta_MIROC5_20km_Historical_Mensal_TP2M_template.ctl
```

Binary:

```
/stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_MIROC5/20km/Historical/1960-2005/TP2M/Eta_MIROC5_20km_Historical_Mensal_TP2M_%y4%m2.bin
```

```
JAN=AVE (TP2M.1, TIME=JAN2071, TIME=JAN2099, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=JAN1961, TIME=JAN1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 13, end = 349
Averaging. dim = 3, start = -1307, end = -959
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
FEB=AVE (TP2M.1, TIME=FEB2071, TIME=FEB2099, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=FEB1961, TIME=FEB1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 350
Averaging. dim = 3, start = -1306, end = -958
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
MAR=AVE (TP2M.1, TIME=MAR2071, TIME=MAR2099, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=MAR1961, TIME=MAR1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 15, end = 351
Averaging. dim = 3, start = -1305, end = -957
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
APR=AVE (TP2M.1, TIME=APR2071, TIME=APR2099, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=APR1961, TIME=APR1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 16, end = 352
Averaging. dim = 3, start = -1304, end = -956
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
MAY=AVE (TP2M.1, TIME=MAY2071, TIME=MAY2099, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=MAY1961, TIME=MAY1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 353
Averaging. dim = 3, start = -1303, end = -955
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
JUN=AVE (TP2M.1, TIME=JUN2071, TIME=JUN2099, 12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1), TIME=JUN1961, TIME=JUN1990, 12), TP2M.1 (T=1, Z=1))
```

```

Averaging. dim = 3, start = 18, end = 354
Averaging. dim = 3, start = -1302, end = -954
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUL=AVE (TP2M.1,TIME=JUL2071,TIME=JUL2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=JUL1961,TIME=JUL1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 355
Averaging. dim = 3, start = -1301, end = -953
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE (TP2M.1,TIME=AUG2071,TIME=AUG2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=AUG1961,TIME=AUG1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 356
Averaging. dim = 3, start = -1300, end = -952
Define memory allocation size = 69888 bytes

SEP=AVE (TP2M.1,TIME=SEP2071,TIME=SEP2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 357
Averaging. dim = 3, start = -1299, end = -951
Define memory allocation size = 69888 bytes

OCT=AVE (TP2M.1,TIME=OCT2071,TIME=OCT2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 358
Averaging. dim = 3, start = -1298, end = -950
Define memory allocation size = 69888 bytes

NOV=AVE (TP2M.1,TIME=NOV2071,TIME=NOV2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 359
Averaging. dim = 3, start = -1297, end = -949
Define memory allocation size = 69888 bytes

DEC=AVE (TP2M.1,TIME=DEC2071,TIME=DEC2099,12) -
LTERP (AVE (TP2M.2 (Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12),TP2M.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 360
Averaging. dim = 3, start = -1296, end = -948
Define memory allocation size = 69888 bytes

GX Package Terminated

real 3m13,07s
user 0m34,48s
sys0m7,16s
EB2071,TIME=FEB2099,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=FEB1961,TIME=FEB1990,12)*1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 350
Averaging. dim = 3, start = -1306, end = -958
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAR=AVE (PREC.1,TIME=MAR2071,TIME=MAR2099,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=MAR1961,TIME=MAR1990,12)*1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 15, end = 351
Averaging. dim = 3, start = -1305, end = -957
Define memory allocation size = 69888 bytes

APR=AVE (PREC.1,TIME=APR2071,TIME=APR2099,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=APR1961,TIME=APR1990,12)*1,PREC.1 (T=1,Z=1))

```

Averaging. dim = 3, start = 16, end = 352  
Averaging. dim = 3, start = -1304, end = -956  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAY=AVE(PREC.1,TIME=MAY2071,TIME=MAY2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=MAY1961,TIME=MAY1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 353  
Averaging. dim = 3, start = -1303, end = -955  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUN=AVE(PREC.1,TIME=JUN2071,TIME=JUN2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=JUN1961,TIME=JUN1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 18, end = 354  
Averaging. dim = 3, start = -1302, end = -954  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUL=AVE(PREC.1,TIME=JUL2071,TIME=JUL2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=JUL1961,TIME=JUL1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 355  
Averaging. dim = 3, start = -1301, end = -953  
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE(PREC.1,TIME=AUG2071,TIME=AUG2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=AUG1961,TIME=AUG1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 356  
Averaging. dim = 3, start = -1300, end = -952  
Define memory allocation size = 69888 bytes

SEP=AVE(PREC.1,TIME=SEP2071,TIME=SEP2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 357  
Averaging. dim = 3, start = -1299, end = -951  
Define memory allocation size = 69888 bytes

OCT=AVE(PREC.1,TIME=OCT2071,TIME=OCT2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 358  
Averaging. dim = 3, start = -1298, end = -950  
Define memory allocation size = 69888 bytes

NOV=AVE(PREC.1,TIME=NOV2071,TIME=NOV2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 359  
Averaging. dim = 3, start = -1297, end = -949  
Define memory allocation size = 69888 bytes

DEC=AVE(PREC.1,TIME=DEC2071,TIME=DEC2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 360  
Averaging. dim = 3, start = -1296, end = -948  
Define memory allocation size = 69888 bytes

GX Package Terminated

real 3m10,26s  
user 0m34,57s  
sys 0m7,35s

## 9. APÊNDICE B

### SCRIPT Eta-HadGEM2-ES

```
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-
ES/20km/Historical/Bacia_Xingu/Diferenca/1961-1990/TP2M'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-
ES/20km/Historical/Bacia_Xingu/Diferenca/1961-1990/TP2M/Mensal'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-
ES/20km/Historical/Bacia_Xingu/Diferenca/1961-1990/TP2M/Trimestral'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-ES/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2011-
2040/TP2M'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-ES/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2011-
2040/TP2M/Mensal'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-ES/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2011-
2040/TP2M/Trimestral'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-ES/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2041-
2070'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-ES/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2041-
2070/TP2M'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-ES/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2041-
2070/TP2M/Mensal'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-ES/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2041-
2070/TP2M/Trimestral'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-ES/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2071-
2099'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-ES/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2071-
2099/TP2M'
mkdir: created directory
`/stornext/online10/eta/FAPESP_Metropole/Solicitacoes/Adriane-
Brasilia/Figuras/Eta_HadGEM2-ES/20km/RCP4.5/Bacia_Xingu/Diferenca/2071-
2099/TP2M/Mensal'
```



Grid Analysis and Display System (GrADS) Version 2.1.a1  
Copyright (c) 1988-2013 by the Institute for Global Environment and  
Society (IGES)  
GrADS comes with ABSOLUTELY NO WARRANTY  
See file COPYRIGHT for more information

Config: v2.1.a1 little-endian readline grib2 netcdf hdf4-sds hdf5.opendap-  
grids, stn  
Grid Analysis and Display System (GrADS) Version 2.1.a1  
Copyright (c) 1988-2013 by the Institute for Global Environment and  
Society (IGES)  
GrADS comes with ABSOLUTELY NO WARRANTY  
See file COPYRIGHT for more information

Config: v2.1.a1 little-endian readline grib2 netcdf hdf4-sds hdf5.opendap-  
grids, stn geotiff shapefile cairo  
Issue 'q config' command for more detailed configuration information  
GX Package Initialization: Size = 8.5 11  
Running in Batch mode  
All files closed; all defined objects released;  
All GrADS attributes have been reinitialized

File 1 :

Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_Historical\_Mensal\_PREC\_template.ctl

Binary: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_Historical\_Mensal\_PREC\_%y4%m2.bin

File 2 : CRU TS3.21 Precipitation

Descriptor:  
/stornext/online4/etamc/CRU/CRU\_TS\_3.21\_1901.2012/cru\_ts3.21.1901.2012.pre  
.dat.ctl

Binary:  
/stornext/online4/etamc/CRU/CRU\_TS\_3.21\_1901.2012/cru\_ts3.21.1901.2012.pre  
.dat.nc

JAN=AVE(PREC.1, TIME=JAN1961, TIME=JAN1990, 12) -  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1), TIME=JAN1961, TIME=JAN1990, 12)/31, PREC.1(T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 13, end = 361  
Averaging. dim = 3, start = 13, end = 361  
Define memory allocation size = 69888 bytes

FEB=AVE(PREC.1, TIME=FEB1961, TIME=FEB1990, 12) -  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1), TIME=FEB1961, TIME=FEB1990, 12)/28, PREC.1(T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 362  
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 362  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAR=AVE(PREC.1, TIME=MAR1961, TIME=MAR1990, 12) -  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1), TIME=MAR1961, TIME=MAR1990, 12)/31, PREC.1(T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 15, end = 363  
Averaging. dim = 3, start = 15, end = 363  
Define memory allocation size = 69888 bytes

APR=AVE(PREC.1, TIME=APR1961, TIME=APR1990, 12) -  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1), TIME=APR1961, TIME=APR1990, 12)/30, PREC.1(T=1, Z=1))

Averaging. dim = 3, start = 16, end = 364  
Averaging. dim = 3, start = 16, end = 364  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAY=AVE(PREC.1,TIME=MAY1961,TIME=MAY1990,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=MAY1961,TIME=MAY1990,12)/31,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 365  
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 365  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUN=AVE(PREC.1,TIME=JUN1961,TIME=JUN1990,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=JUN1961,TIME=JUN1990,12)/30,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 18, end = 366  
Averaging. dim = 3, start = 18, end = 366  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUL=AVE(PREC.1,TIME=JUL1961,TIME=JUL1990,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=JUL1961,TIME=JUL1990,12)/31,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 367  
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 367  
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE(PREC.1,TIME=AUG1961,TIME=AUG1990,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=AUG1961,TIME=AUG1990,12)/31,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 368  
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 368  
Define memory allocation size = 69888 bytes

SEP=AVE(PREC.1,TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12)/30,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 369  
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 369  
Define memory allocation size = 69888 bytes

OCT=AVE(PREC.1,TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12)/31,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 370  
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 370  
Define memory allocation size = 69888 bytes

NOV=AVE(PREC.1,TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12)/30,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 371  
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 371  
Define memory allocation size = 69888 bytes

DEC=AVE(PREC.1,TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12)/31,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 372  
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 372  
Define memory allocation size = 69888 bytes

All files closed; all defined objects released;  
All GrADS attributes have been reinitialized

File 1 :



Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/RCP4.5/2006-2040/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_RCP4.5\_Mensal\_PREC\_template.ctl

Binary: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/RCP4.5/2006-2040/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_RCP4.5\_Mensal\_PREC\_%y4%m2.bin

File 2 :

Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_Historical\_Mensal\_PREC\_template.ctl

Binary: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_Historical\_Mensal\_PREC\_%y4%m2.bin

JAN=AVE (PREC.1, TIME=JAN2011, TIME=JAN2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=JAN1961, TIME=JAN1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 61, end = 409  
Averaging. dim = 3, start = -539, end = -191  
Define memory allocation size = 69888 bytes

FEB=AVE (PREC.1, TIME=FEB2011, TIME=FEB2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=FEB1961, TIME=FEB1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 62, end = 410  
Averaging. dim = 3, start = -538, end = -190  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAR=AVE (PREC.1, TIME=MAR2011, TIME=MAR2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=MAR1961, TIME=MAR1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 63, end = 411  
Averaging. dim = 3, start = -537, end = -189  
Define memory allocation size = 69888 bytes

APR=AVE (PREC.1, TIME=APR2011, TIME=APR2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=APR1961, TIME=APR1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 64, end = 412  
Averaging. dim = 3, start = -536, end = -188  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAY=AVE (PREC.1, TIME=MAY2011, TIME=MAY2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=MAY1961, TIME=MAY1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 65, end = 413  
Averaging. dim = 3, start = -535, end = -187  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUN=AVE (PREC.1, TIME=JUN2011, TIME=JUN2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=JUN1961, TIME=JUN1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 66, end = 414  
Averaging. dim = 3, start = -534, end = -186  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUL=AVE (PREC.1, TIME=JUL2011, TIME=JUL2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=JUL1961, TIME=JUL1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 67, end = 415  
Averaging. dim = 3, start = -533, end = -185  
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE (PREC.1, TIME=AUG2011, TIME=AUG2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=AUG1961, TIME=AUG1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))

Averaging. dim = 3, start = 68, end = 416  
Averaging. dim = 3, start = -532, end = -184  
Define memory allocation size = 69888 bytes

SEP=AVE(PREC.1,TIME=SEP2011,TIME=SEP2040,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 69, end = 417  
Averaging. dim = 3, start = -531, end = -183  
Define memory allocation size = 69888 bytes

OCT=AVE(PREC.1,TIME=OCT2011,TIME=OCT2040,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 70, end = 418  
Averaging. dim = 3, start = -530, end = -182  
Define memory allocation size = 69888 bytes

NOV=AVE(PREC.1,TIME=NOV2011,TIME=NOV2040,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 71, end = 419  
Averaging. dim = 3, start = -529, end = -181  
Define memory allocation size = 69888 bytes

DEC=AVE(PREC.1,TIME=DEC2011,TIME=DEC2040,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 72, end = 420  
Averaging. dim = 3, start = -528, end = -180  
Define memory allocation size = 69888 bytes

All files closed; all defined objects released;  
All GrADS attributes have been reinitialized

File 1 :

Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/RCP4.5/2040-2070/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_RCP4.5\_Mensal\_PREC\_template.ctl  
Binary: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/RCP4.5/2040-2070/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_RCP4.5\_Mensal\_PREC\_%y4%m2.bin

File 2 :

Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_Historical\_Mensal\_PREC\_template.ctl  
Binary: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_Historical\_Mensal\_PREC\_%y4%m2.bin

JAN=AVE(PREC.1,TIME=JAN2041,TIME=JAN2070,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=JAN1961,TIME=JAN1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 13, end = 361  
Averaging. dim = 3, start = -947, end = -599  
Define memory allocation size = 69888 bytes

FEB=AVE(PREC.1,TIME=FEB2041,TIME=FEB2070,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=FEB1961,TIME=FEB1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 362  
Averaging. dim = 3, start = -946, end = -598  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAR=AVE (PREC.1,TIME=MAR2041,TIME=MAR2070,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=MAR1961,TIME=MAR1990,12) \*1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 15, end = 363  
Averaging. dim = 3, start = -945, end = -597  
Define memory allocation size = 69888 bytes

APR=AVE (PREC.1,TIME=APR2041,TIME=APR2070,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=APR1961,TIME=APR1990,12) \*1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 16, end = 364  
Averaging. dim = 3, start = -944, end = -596  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAY=AVE (PREC.1,TIME=MAY2041,TIME=MAY2070,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=MAY1961,TIME=MAY1990,12) \*1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 365  
Averaging. dim = 3, start = -943, end = -595  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUN=AVE (PREC.1,TIME=JUN2041,TIME=JUN2070,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=JUN1961,TIME=JUN1990,12) \*1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 18, end = 366  
Averaging. dim = 3, start = -942, end = -594  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUL=AVE (PREC.1,TIME=JUL2041,TIME=JUL2070,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=JUL1961,TIME=JUL1990,12) \*1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 367  
Averaging. dim = 3, start = -941, end = -593  
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE (PREC.1,TIME=AUG2041,TIME=AUG2070,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=AUG1961,TIME=AUG1990,12) \*1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 368  
Averaging. dim = 3, start = -940, end = -592  
Define memory allocation size = 69888 bytes

SEP=AVE (PREC.1,TIME=SEP2041,TIME=SEP2070,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12) \*1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 369  
Averaging. dim = 3, start = -939, end = -591  
Define memory allocation size = 69888 bytes

OCT=AVE (PREC.1,TIME=OCT2041,TIME=OCT2070,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12) \*1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 370  
Averaging. dim = 3, start = -938, end = -590  
Define memory allocation size = 69888 bytes

NOV=AVE (PREC.1,TIME=NOV2041,TIME=NOV2070,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12) \*1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 371  
Averaging. dim = 3, start = -937, end = -589  
Define memory allocation size = 69888 bytes

DEC=AVE (PREC.1,TIME=DEC2041,TIME=DEC2070,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12) \*1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 372  
Averaging. dim = 3, start = -936, end = -588

Define memory allocation size = 69888 bytes

All files closed; all defined objects released;  
All GrADS attributes have been reinitialized

File 1 :

Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/RCP4.5/2070-2099/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_RCP4.5\_Mensal\_PREC\_template.ct1

Binary: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/RCP4.5/2070-2099/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_RCP4.5\_Mensal\_PREC\_%y4%m2.bin

File 2 :

Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_Historical\_Mensal\_PREC\_template.ct1

Binary: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_Historical\_Mensal\_PREC\_%y4%m2.bin

JAN=AVE(PREC.1,TIME=JAN2071,TIME=JAN2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=JAN1961,TIME=JAN1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 13, end = 349  
Averaging. dim = 3, start = -1307, end = -959  
Define memory allocation size = 69888 bytes

FEB=AVE(PREC.1,TIME=FEB2071,TIME=FEB2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=FEB1961,TIME=FEB1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 350  
Averaging. dim = 3, start = -1306, end = -958  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAR=AVE(PREC.1,TIME=MAR2071,TIME=MAR2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=MAR1961,TIME=MAR1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 15, end = 351  
Averaging. dim = 3, start = -1305, end = -957  
Define memory allocation size = 69888 bytes

APR=AVE(PREC.1,TIME=APR2071,TIME=APR2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=APR1961,TIME=APR1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 16, end = 352  
Averaging. dim = 3, start = -1304, end = -956  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAY=AVE(PREC.1,TIME=MAY2071,TIME=MAY2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=MAY1961,TIME=MAY1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 353  
Averaging. dim = 3, start = -1303, end = -955  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUN=AVE(PREC.1,TIME=JUN2071,TIME=JUN2099,12)-  
LTERP(AVE(PREC.2(Z=1),TIME=JUN1961,TIME=JUN1990,12)\*1,PREC.1(T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 18, end = 354  
Averaging. dim = 3, start = -1302, end = -954  
Define memory allocation size = 69888 bytes

```

JUL=AVE (PREC.1,TIME=JUL2071,TIME=JUL2099,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=JUL1961,TIME=JUL1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 355
Averaging. dim = 3, start = -1301, end = -953
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE (PREC.1,TIME=AUG2071,TIME=AUG2099,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=AUG1961,TIME=AUG1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 356
Averaging. dim = 3, start = -1300, end = -952
Define memory allocation size = 69888 bytes

SEP=AVE (PREC.1,TIME=SEP2071,TIME=SEP2099,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 357
Averaging. dim = 3, start = -1299, end = -951
Define memory allocation size = 69888 bytes

OCT=AVE (PREC.1,TIME=OCT2071,TIME=OCT2099,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 358
Averaging. dim = 3, start = -1298, end = -950
Define memory allocation size = 69888 bytes

NOV=AVE (PREC.1,TIME=NOV2071,TIME=NOV2099,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 359
Averaging. dim = 3, start = -1297, end = -949
Define memory allocation size = 69888 bytes

DEC=AVE (PREC.1,TIME=DEC2071,TIME=DEC2099,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Data Request Warning: Request is completely outside file limits
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 360
Data Request Warning: Request is completely outside file limits
Entire grid contents are set to missing data
Grid limits of file: X = 1 355 Y = 1 390 Z = 1 20 T = 1 359 E =
1 1
Grid limits of request: X = 191 281 Y = 166 261 Z = 1 1 T = 360 360
E = 1 1
Warning issued for variable = prec.1
Averaging. dim = 3, start = -1296, end = -948
Define memory allocation size = 69888 bytes

All files closed; all defined objects released;
All GrADS attributes have been reinitialized

File 1 :
Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_HadGEM2-
ES/20km/RCP8.5/2006-2040/PREC/Eta_HadGEM2-
ES_20km_RCP8.5_Mensal_PREC_template.ctl
Binary: /stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_HadGEM2-
ES/20km/RCP8.5/2006-2040/PREC/Eta_HadGEM2-
ES_20km_RCP8.5_Mensal_PREC_%y4%m2.bin
File 2 :
Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_HadGEM2-
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta_HadGEM2-
ES_20km_Historical_Mensal_PREC_template.ctl

```

Binary: /stornext/online3/eta/PNUD\_2014/Medias/Mensais/Eta\_HadGEM2-  
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta\_HadGEM2-  
ES\_20km\_Historical\_Mensal\_PREC\_%y4%m2.bin

JAN=AVE (PREC.1, TIME=JAN2011, TIME=JAN2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=JAN1961, TIME=JAN1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 61, end = 409  
Averaging. dim = 3, start = -539, end = -191  
Define memory allocation size = 69888 bytes

FEB=AVE (PREC.1, TIME=FEB2011, TIME=FEB2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=FEB1961, TIME=FEB1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 62, end = 410  
Averaging. dim = 3, start = -538, end = -190  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAR=AVE (PREC.1, TIME=MAR2011, TIME=MAR2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=MAR1961, TIME=MAR1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 63, end = 411  
Averaging. dim = 3, start = -537, end = -189  
Define memory allocation size = 69888 bytes

APR=AVE (PREC.1, TIME=APR2011, TIME=APR2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=APR1961, TIME=APR1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 64, end = 412  
Averaging. dim = 3, start = -536, end = -188  
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAY=AVE (PREC.1, TIME=MAY2011, TIME=MAY2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=MAY1961, TIME=MAY1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 65, end = 413  
Averaging. dim = 3, start = -535, end = -187  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUN=AVE (PREC.1, TIME=JUN2011, TIME=JUN2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=JUN1961, TIME=JUN1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 66, end = 414  
Averaging. dim = 3, start = -534, end = -186  
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUL=AVE (PREC.1, TIME=JUL2011, TIME=JUL2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=JUL1961, TIME=JUL1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 67, end = 415  
Averaging. dim = 3, start = -533, end = -185  
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE (PREC.1, TIME=AUG2011, TIME=AUG2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=AUG1961, TIME=AUG1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 68, end = 416  
Averaging. dim = 3, start = -532, end = -184  
Define memory allocation size = 69888 bytes

SEP=AVE (PREC.1, TIME=SEP2011, TIME=SEP2040, 12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=SEP1961, TIME=SEP1990, 12) \*1, PREC.1 (T=1, Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 69, end = 417  
Averaging. dim = 3, start = -531, end = -183  
Define memory allocation size = 69888 bytes

```
OCT=AVE (PREC.1,TIME=OCT2011,TIME=OCT2040,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 70, end = 418
Averaging. dim = 3, start = -530, end = -182
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
NOV=AVE (PREC.1,TIME=NOV2011,TIME=NOV2040,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 71, end = 419
Averaging. dim = 3, start = -529, end = -181
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
DEC=AVE (PREC.1,TIME=DEC2011,TIME=DEC2040,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 72, end = 420
Averaging. dim = 3, start = -528, end = -180
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
All files closed; all defined objects released;
All GrADS attributes have been reinitialized
```

```
File 1 :
```

```
Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_HadGEM2-
ES/20km/RCP8.5/2040-2070/PREC/Eta_HadGEM2-
ES_20km_RCP8.5_Mensal_PREC_template.ctl
Binary: /stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_HadGEM2-
ES/20km/RCP8.5/2040-2070/PREC/Eta_HadGEM2-
ES_20km_RCP8.5_Mensal_PREC_%y4%m2.bin
```

```
File 2 :
```

```
Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_HadGEM2-
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta_HadGEM2-
ES_20km_Historical_Mensal_PREC_template.ctl
Binary: /stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_HadGEM2-
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta_HadGEM2-
ES_20km_Historical_Mensal_PREC_%y4%m2.bin
```

```
JAN=AVE (PREC.1,TIME=JAN2041,TIME=JAN2070,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=JAN1961,TIME=JAN1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 13, end = 361
Averaging. dim = 3, start = -947, end = -599
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
FEB=AVE (PREC.1,TIME=FEB2041,TIME=FEB2070,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=FEB1961,TIME=FEB1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 362
Averaging. dim = 3, start = -946, end = -598
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
MAR=AVE (PREC.1,TIME=MAR2041,TIME=MAR2070,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=MAR1961,TIME=MAR1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 15, end = 363
Averaging. dim = 3, start = -945, end = -597
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
APR=AVE (PREC.1,TIME=APR2041,TIME=APR2070,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=APR1961,TIME=APR1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 16, end = 364
```

```

Averaging. dim = 3, start = -944, end = -596
Define memory allocation size = 69888 bytes

MAY=AVE (PREC.1,TIME=MAY2041,TIME=MAY2070,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=MAY1961,TIME=MAY1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 365
Averaging. dim = 3, start = -943, end = -595
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUN=AVE (PREC.1,TIME=JUN2041,TIME=JUN2070,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=JUN1961,TIME=JUN1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 18, end = 366
Averaging. dim = 3, start = -942, end = -594
Define memory allocation size = 69888 bytes

JUL=AVE (PREC.1,TIME=JUL2041,TIME=JUL2070,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=JUL1961,TIME=JUL1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 367
Averaging. dim = 3, start = -941, end = -593
Define memory allocation size = 69888 bytes

AUG=AVE (PREC.1,TIME=AUG2041,TIME=AUG2070,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=AUG1961,TIME=AUG1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 368
Averaging. dim = 3, start = -940, end = -592
Define memory allocation size = 69888 bytes

SEP=AVE (PREC.1,TIME=SEP2041,TIME=SEP2070,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 369
Averaging. dim = 3, start = -939, end = -591
Define memory allocation size = 69888 bytes

OCT=AVE (PREC.1,TIME=OCT2041,TIME=OCT2070,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 370
Averaging. dim = 3, start = -938, end = -590
Define memory allocation size = 69888 bytes

NOV=AVE (PREC.1,TIME=NOV2041,TIME=NOV2070,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 371
Averaging. dim = 3, start = -937, end = -589
Define memory allocation size = 69888 bytes

DEC=AVE (PREC.1,TIME=DEC2041,TIME=DEC2070,12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 372
Averaging. dim = 3, start = -936, end = -588
Define memory allocation size = 69888 bytes

All files closed; all defined objects released;
All GrADS attributes have been reinitialized

```

File 1 :

```

Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_HadGEM2-
ES/20km/RCP8.5/2070-2099/PREC/Eta_HadGEM2-
ES_20km_RCP8.5_Mensal_PREC_template.ctl

```



```
Binary: /stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_HadGEM2-
ES/20km/RCP8.5/2070-2099/PREC/Eta_HadGEM2-
ES_20km_RCP8.5_Mensal_PREC_%y4%m2.bin
```

```
File 2 :
```

```
Descriptor: /stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_HadGEM2-
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta_HadGEM2-
ES_20km_Historical_Mensal_PREC_template.ct1
```

```
Binary: /stornext/online3/eta/PNUD_2014/Medias/Mensais/Eta_HadGEM2-
ES/20km/Historical/1960-2005/PREC/Eta_HadGEM2-
ES_20km_Historical_Mensal_PREC_%y4%m2.bin
```

```
JAN=AVE (PREC.1, TIME=JAN2071, TIME=JAN2099, 12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=JAN1961, TIME=JAN1990, 12) *1, PREC.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 13, end = 349
Averaging. dim = 3, start = -1307, end = -959
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
FEB=AVE (PREC.1, TIME=FEB2071, TIME=FEB2099, 12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=FEB1961, TIME=FEB1990, 12) *1, PREC.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 14, end = 350
Averaging. dim = 3, start = -1306, end = -958
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
MAR=AVE (PREC.1, TIME=MAR2071, TIME=MAR2099, 12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=MAR1961, TIME=MAR1990, 12) *1, PREC.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 15, end = 351
Averaging. dim = 3, start = -1305, end = -957
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
APR=AVE (PREC.1, TIME=APR2071, TIME=APR2099, 12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=APR1961, TIME=APR1990, 12) *1, PREC.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 16, end = 352
Averaging. dim = 3, start = -1304, end = -956
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
MAY=AVE (PREC.1, TIME=MAY2071, TIME=MAY2099, 12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=MAY1961, TIME=MAY1990, 12) *1, PREC.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 17, end = 353
Averaging. dim = 3, start = -1303, end = -955
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
JUN=AVE (PREC.1, TIME=JUN2071, TIME=JUN2099, 12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=JUN1961, TIME=JUN1990, 12) *1, PREC.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 18, end = 354
Averaging. dim = 3, start = -1302, end = -954
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
JUL=AVE (PREC.1, TIME=JUL2071, TIME=JUL2099, 12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=JUL1961, TIME=JUL1990, 12) *1, PREC.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 19, end = 355
Averaging. dim = 3, start = -1301, end = -953
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
AUG=AVE (PREC.1, TIME=AUG2071, TIME=AUG2099, 12) -
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1), TIME=AUG1961, TIME=AUG1990, 12) *1, PREC.1 (T=1, Z=1))
Averaging. dim = 3, start = 20, end = 356
Averaging. dim = 3, start = -1300, end = -952
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
SEP=AVE (PREC.1,TIME=SEP2071,TIME=SEP2099,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=SEP1961,TIME=SEP1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 21, end = 357  
Averaging. dim = 3, start = -1299, end = -951  
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
OCT=AVE (PREC.1,TIME=OCT2071,TIME=OCT2099,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=OCT1961,TIME=OCT1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 22, end = 358  
Averaging. dim = 3, start = -1298, end = -950  
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
NOV=AVE (PREC.1,TIME=NOV2071,TIME=NOV2099,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=NOV1961,TIME=NOV1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 23, end = 359  
Averaging. dim = 3, start = -1297, end = -949  
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

```
DEC=AVE (PREC.1,TIME=DEC2071,TIME=DEC2099,12) -  
LTERP (AVE (PREC.2 (Z=1),TIME=DEC1961,TIME=DEC1990,12) *1,PREC.1 (T=1,Z=1))  
Averaging. dim = 3, start = 24, end = 360  
Averaging. dim = 3, start = -1296, end = -948  
Define memory allocation size = 69888 bytes
```

GX Package Terminated

```
real 3m22,16s  
user 0m36,63s  
sys 0m7,40s
```